



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학박사학위논문

로터-후류 상호 간섭 효과를 고려한
풍력 발전 단지의 다학제간
최적 설계 연구

Multidisciplinary Layout Optimization of Wind Farm
Considering Rotor-Wake Interaction

2017 년 8 월

서울대학교 대학원

기계항공공학부

황 병 호

초록

본 논문은 풍력 발전 단지의 가장 경제적인 배치 형상을 도출하기 위한 풍력 발전 단지 최적 설계에 관한 연구를 수행하였다. 풍력 발전 단지 전체의 공력 성능과 기반 비용, 그리드 비용 등 각종 비용 함수들을 모델링 하여 단지 운영 주체의 요구에 적합한 단지 배치 형상을 도출 할 수 있게 하였다.

단일 풍력 발전기의 공력 성능을 위한 기법으로는 블레이드 요소-운동 이론과 비선형 와류 보정 기법이 적용된 비정상 와류 격자 기법을 사용하였다. NREL Phase-VI 로터 실험과 비교 검증을 통해 비선형 와류 보정 기법의 정확도가 다른 기법보다 높은 것을 확인 할 수 있었다.

풍력 발전 단지에서 발생하는 후류 현상을 모사하기 위해 Larsen의 반 해석적 후류 기법을 비정상 와류 격자 기법으로 얻은 단일 로터 공력 데이터를 이용하여 단지 내 풍력 발전기들의 출력과 추력 변화를 계산하였다. 해석 기법의 신뢰성 확보를 위해 Vindeby 풍력 발전 단지의 측정값을 이용하여 후류 속도 분포에 대한 검증을 수행하였고, 그 결과가 측정값과 잘 맞는 것을 확인 하였다. 또한 출력 예측 정확도 검증을 위해 Horns Rev, Lillgrund 풍력 발전 단지의 측정값과 비교하여 검증을 하였다. 풍력 발전단지 유동 및 측정 장치 불확실성에 의한 하류 방향에서의 출력 오차를 줄이기 위해 유입류의 3년간 측정 데이터에 기반한 통계적 접근을 통해, 정규 분포를 따르는 백색 소음을 유입류의 풍향과 풍속에 부여하여 그 오차가 크게 줄어들어 신뢰할 만한 수준의 결과를 도출하였다.

경제성이 높은 풍력 발전 단지 최적 해를 얻기 위해 단지에서 생산하는 에너지와 더불어 그리드 비용, 기반 비용을 최적 설계에 반영 하였다. 그리드 비용은 풍력 발전 단지 전체에 설치되는 전력망에 관한 비용으로 풍력 발전기의 배치 형태와 거리와 관계되는 함수이다. 기반 비용은 해상 풍력 발전단지에서 중요한 고려 항목인 설치 수심에 관한 함수이다. 또한 반경험식으로 얻은 소음 모델을 구속 조건으로 최적 설계에 반영 하였다. 풍력 발전 단지에서 고려 할 수 있는 인자를 모두 화폐 단위로 환산하여 수익성이 높은 풍력 발전 단지 배치 해를 도출 할 수 있도록 하였다.

EU의 TOPFARM 프로젝트에서 개발된 TOPFARM 플랫폼을 이용하여 앞서 개발한 모듈을 모두 연동한 단지 최적 설계 플랫폼을 구축하였다. 또한 연간에너지 생산량, 기반 비용, 그리드비용과 같은 다양한 목적 함수를 가진 풍력 발전 단지 배치 최적 설계를 위해 수학적 최적화 기법과 휴리스틱 최적화 기법을 고려하였다. 수학적 최적화 기법은 순차 2차 계획법과 선형 근사에 의한 제한된 최적 설계 기법을 사용하였으며, 휴리스틱 최적화 기법으로는 비우위 정렬 진화 알고리즘 2와 증강 라그랑주 화음 탐색 법을 사용하였다. 가상의 풍력 발전 단지 모델을 이용하여 각각의 목적 함수마다 성능이 뛰어난 최적 설계 알고리즘을 도출하였다.

최적 설계 플랫폼을 실제 운용중이거나 건설 중인 풍력 발전 단지 모델에 적용한 벤치마크 최적 설계를 수행 하였다. 연간에너지 생산량, 기반 비용, 그리드 비용, 연간에너지 생산량+그리드 비용, LCOE 5가지의 목적 함수의 최적 해를 각각 도출하였다. 또한 독일의 소음 규제 모델을 기반으로 소음모델을 구속 조건으로 설정한 최적 설계를 수행 하였다.

주요어: 풍력 발전 단지, 단지 유동 해석, 후류 해석, 불확실성 보정, 최적 설계,

비용 함수

학번: 2009-20743

목차

초록	i
목차	iv
그림 목차	vii
표 목차	xi
제 1 장 서론	1
1.1 연구 배경	1
1.2 연구 목표	5
1.3 논문의 구성	6
제 2 장 수치 해석 기법	7
2.1 단일 터빈 공력 해석	7
2.1.1 블레이드 요소-운동량 이론	7
2.1.2 비정상 와류 격자 기법	10
2.1.3 등와선도 후류 모델	11
2.1.4 와류 고리 모델	12
2.1.5 비선형 와류 보정 기법	13

2.2	단일 터빈 공력 성능 검증	14
2.3	풍력 발전 단지 후류 해석	16
2.3.1	NOJ 모델	18
2.3.2	GCL 모델(단일 후류)	19
2.3.3	GCL 모델(다중 후류)	21
2.4	후류 모델 검증	23
2.4.1	Vindeby 풍력 발전 단지	24
2.4.2	Lillgrund와 Horns Rev 풍력 발전 단지	32
제 3 장	최적 설계 기법	42
3.1	최적 설계 알고리즘	43
3.1.1	순차 2차 계획법	46
3.1.2	선형 근사에 의한 제한된 최적 설계	47
3.1.3	비우위 정렬 진화 알고리즘 2	49
3.1.4	증강 라그랑주 화음 탐색 법	50
3.2	비용 함수	53
3.2.1	연간 에너지 생산량	53
3.2.2	재정비용	54
3.2.3	재정 균형	54
3.2.4	기반 비용	55
3.2.5	전력 그리드 비용	56
3.2.6	풍력 발전 단지 소음	57
3.3	풍력 발전 단지 최적 설계 절차	60

3.3.1	풍력 발전 단지 정보 수집	60
3.3.2	풍력 발전 단지 지형 정보 데이터화	60
3.3.3	풍황 정보 수집	60
3.3.4	최적 설계 기법 적용	61
3.4	최적 설계 알고리즘 선택	62
3.5	풍력 발전 단지 최적 설계	76
3.5.1	해상 풍력 발전 단지	76
3.5.2	육상 풍력 발전 단지	85
3.5.3	소음 모델을 고려한 최적 설계	91
제 4 장 결 론		94
Abstract		107

그림 목차

그림 1.1	Horns Rev 풍력 발전 단지에서 발생한 후류 모습	3
그림 2.1	BEMT기법에서 사용하는 고리 형 단면	8
그림 2.2	수평축 풍력 발전기 해석을 위한 블레이드 형상	9
그림 2.3	비정상 거동에 따른 와류 격자 모델링	12
그림 2.4	와류격자 후류 모델(좌)과 등와선도 후류 모델(우) 비교	13
그림 2.5	NREL Phase VI 풍력 발전기(좌), 후류 시각화(우)	16
그림 2.6	풍속에 따른 NREL Phase-VI Shaft Torque 변화 비교	17
그림 2.7	NOJ 모델의 검사 체적	18
그림 2.8	i 번째와 j 번째 풍력 발전기의 상호 간섭 현상	20
그림 2.9	Vindeby 풍력 발전 단지 배치도	25
그림 2.10	B35-450 풍력 발전기 공력 성능 검증	26
그림 2.11	하류방향 $5D$ 에서 정규화된 속도 분포	27
그림 2.12	하류방향 $9.6D$ 에서 정규화된 속도 분포	28
그림 2.13	Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case I, $TI = 6\%$	29
그림 2.14	Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case I, $TI = 8\%$	29
그림 2.15	Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case II, Stable condition .	30
그림 2.16	Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case II, Unstable condition	30

그림 2.17 Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case III, Neutral condition	31
그림 2.18 Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case III, Unstable condition	32
그림 2.19 Lillgrund 풍력 발전 단지 배치도	33
그림 2.20 Horns Rev 풍력 발전 단지 배치도	34
그림 2.21 Lillgrund 풍력 발전 단지 B행 로터들의 정규화 된 출력 . . .	35
그림 2.22 Lillgrund 풍력 발전 단지 C행 로터들의 정규화 된 출력 . . .	36
그림 2.23 Lillgrund 풍력 발전 단지 D행 로터들의 정규화 된 출력 . . .	36
그림 2.24 Horns Rev 풍력 발전 단지 로터들의 정규화 된 출력(Case 1)	39
그림 2.25 Horns Rev 풍력 발전 단지 로터들의 정규화 된 출력(Case 2)	39
그림 2.26 백색소음으로 풍속만 고려 하였을 경우	40
그림 2.27 백색소음으로 풍향만 고려 하였을 경우	41
그림 3.1 풍력 발전 단지 최적 설계 모듈 구성도	44
그림 3.2 최적 설계 플랫폼 순서도	45
그림 3.3 화음 탐색 법 구조	51
그림 3.4 전력망 구성 알고리즘	57
그림 3.5 해상 풍력 단지 지형 정보 데이터화	61
그림 3.6 가상의 풍력 발전 단지 지형 정보 및 배치도	62
그림 3.7 가상의 풍력 발전 단지 Weihull 바람 장미	65
그림 3.8 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 1)	66
그림 3.9 최적 설계 수렴 과정(Case 1)	67

그림 3.10 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 2)	68
그림 3.11 최적 설계 수렴 과정(Case 2)	69
그림 3.12 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 3)	70
그림 3.13 최적 설계 수렴 과정(Case 3)	71
그림 3.14 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 4)	72
그림 3.15 최적 설계 수렴 과정(Case 4)	73
그림 3.16 탐라 해상 풍력 단지	77
그림 3.17 탐라 해상 풍력 지형 정보 및 배치도	77
그림 3.18 탐라 해상 풍력 바람 장미	79
그림 3.19 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 1)	80
그림 3.20 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 2)	81
그림 3.21 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 3)	82
그림 3.22 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 4)	83
그림 3.23 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 5)	84
그림 3.24 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지	86
그림 3.25 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 지형 정보 및 배치도	86
그림 3.26 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지의 바람장미 정보	87
그림 3.27 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 1)	88

그림 3.28 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 2)	89
그림 3.29 Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 3)	90
그림 3.30 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 베이스라인	92
그림 3.31 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 배치 결과 . . .	93
그림 3.32 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 설계 수렴 과정	93

표 목차

표 2.1	NREL Phase-VI 로터 블레이드 제원	15
표 2.2	유동 검증 조건	25
표 3.1	가상의 풍력 발전 단지 Weibull 바람장미 데이터	63
표 3.2	가상의 풍력 발전 단지 최적 설계 목적 함수 및 구속 조건	64
표 3.3	가상의 풍력 발전 단지 최적 설계 결과	74
표 3.4	해상 풍력 발전 단지 최적 설계 조건	78
표 3.5	탐라 해상 풍력 발전 단지 최적 설계 결과	84
표 3.6	육상 풍력 발전 단지 최적 설계 조건	87
표 3.7	Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 설계 결과 . .	91
표 3.8	소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 설계 결과	92

기호 및 약어

English symbols

a	Axial induction factor
a'	Tangential induction factor
A	Rotor swept area
$C_{l,TLU}$	Section lift coefficient from table look-up
$C_{l,UVLM}$	Section lift coefficient from vortex lattice method
$C_{m,TLU}$	Section moment coefficient from table look-up
$C_{m,UVLM}$	Section moment coefficient from vortex lattice method
C_d	Section drag coefficient
C_l	Section lift coefficient
C_T	Thrust coefficient
D or D_r	Rotor diameter
\overline{D}_h	Directivity function
D_w	Wake width
dQ	Differential torque
dS	Differential surface area
dT	Differential thrust

f	Sound frequency
F_1	Difference between $C_{l,UVLM}$ and $C_{l,TLU}$
F_2	Difference between $C_{m,UVLM}$ and $C_{m,TLU}$
K_5, K_6	Empirical functions for TBLTE in BPM model
l	Mixing length
M	Mach number
N_b	Number of blade
r	Radial position
R	Rotor radius
$R_{9.6D}$	Wake radius at 9.6D
r_w	Wake radius
S_{ij}	Strain rate tensor
St	Strouhal number
St_1, St_2	Empirical reference Strouhal numbers for TBLTE in BPM model
TI	Atmospheric turbulence intensity
u	Velocity
U	Wind speed
u_r	Radial wake perturbation
u_x	Axial wake perturbation

Greek symbols

α	Angle of attack
Γ	Circulation
δ	Boundary layer thickness
δ^*	Boundary layer displacement thickness
θ	Ray arrival angle
ν_T	Turbulence closure
ρ	Density
Φ	Velocity potential
φ	Angle of relative wind
ψ	Directivity angle
Ω	Rotor rotational speed

Mathematical symbols

∇	gradient
∇^2	Laplace operator

Subscripts

∞ or 0	Free stream component
---------------	-----------------------

p	Pressure side
s	Suction side
w	Wake

Abbreviations

AEP	Annual energy production
ALHSO	Augmented Lagrangian harmony search optimizer
BEMT	Blade element and momentum theory
COBYLA	Constrained optimization by linear approximation
CFD	Computational fluid dynamics
CVC	Contour vorticity contour
ECN	Energy research centre of the Netherlands
GCL	Larsen model
LCOE	Levelized cost of energy
NOJ	Jensen model
NREL	National renewable energy laboratory
NSGA2	Non-dominated sorting genetic algorithm 2
NVCM	Nonlinear vortex correction method
SPL	Sound pressure level
SQP	Sequential quadratic programming
TBLTE	Turbulent boundary layer trailing edge noise
TIN	Turbulent inflow noise
UVLM	Unsteady vortex lattice method

제 1 장 서 론

1.1 연구 배경

세계적인 경기 침체와 화석 연료 단가 인하에도 불구하고, 풍력 에너지 산업은 꾸준한 성장을 보이고 있다. 풍력 발전의 가장 큰 문제였던 높은 에너지 생산 단가(levelized cost of energy, LCOE)는 아직도 다른 탄소 에너지원에 비해 높은 편이지만, 저장 장치를 활용한 에너지 관리 시스템 도입과 ICT(Information and Communication Technology) 기술 도입으로 해가 갈수록 줄고 있는 추세이다.[1] 전 세계적으로 풍력 에너지는 2015년에는 63 GW라는 연간 설치량 신기록을 기록하기도 하였고, 2016년 말에는 누적 용량 486 GW 규모까지 성장하였다. 이는 전년도 대비 12% 증가한 용량이다.

2009년 이후 최대 규모의 풍력 시장인 중국은 아시아 시장에서의 주도권을 바탕으로 지속적으로 큰 규모의 풍력 산업 확장을 시도하고 있고 그 뒤를 유럽과 북미가 뒤따르고 있다. 또한, 풍력 발전 기술 보유국이 아닌, OECD 외의 지역에 더 많은 풍력 발전 설비가 설치되고 있다. 과테말라와 요르단은 최초의 대규모 상업용 풍력 발전 단지를 설치하였으며, 남아프리카 공화국은 1 GW 규모의 풍력 발전 단지 설치 계획을 수립하였다. 아프리카, 아시아 및 중남미에서 새로운 풍력 산업 시장이 나타나고 있는 것이다. 이러한 추세를 볼 때, 국가 성장 동력 확보를 위한 풍력 발전 단지 산업 기술 개발이 그 어느 때 보다도 중요 하다 볼 수 있다.[2]

앞서 말했듯이, 풍력 발전 산업은 풍력 발전 단지 개발에 초점을 맞추고 있다.

풍력 발전 단지는 단일 풍력 발전기 운용에 비해 훨씬 더 많은 에너지 생산과 안정성 높은 전력 관리 시스템을 갖출 수 있다. 또한, 풍력 발전 단지 관리 및 유지 보수를 위해 다양한 일자리 창출효과를 기대할 수 있다. 조사에 따르면 풍력 발전 단지 용량 1 MW 당 1년에 0.33명이 고용 된다고 한다.[2]

초기의 풍력단지에서부터 지금에 이르기 까지, 풍력단지 최적 설계는 단순 유입 풍속에 의한 출력 값만을 고려하는 것이 일반적인 방법이었다. 하지만 대형 풍력 발전 단지의 경우, 앞선 터빈에서 발생하는 그림 1.1와 같은 후류에 의해 최대 30%의 에너지 손실이 발생 하는 것이 확인 되었다. 이는 터빈 간 공력간섭 과 후류에 의한 난류 강도 증가는 풍력단지의 에너지 생산량을 감소시키고, 각 풍력발전기에 작용하는 하중을 증가시키기 때문이다. 풍력단지의 규모가 커질수록, 에너지 생산에 영향을 미치는 공력간섭과 후류에 의한 상호 작용 역시 커지므로, 대규모 풍력단지 개발을 위해 가장 시급히 해결해야 할 사항으로 떠오르고 있다.

Frandsen의 연구는 로터 회전면에서 속도 프로파일이 0이 되고 위아래 속도 프로파일이 로그 스케일로 모델링하여 후류 속도를 구하였다.[3] 후에, Rathmann 등은 Frandsen의 모델에 대기 안정 효과를 고려하여 대기 상태를 반영할 수 있도록 확장하였다.[4] Jensen의 후류 모델은 후류 폭과 깊이를 이용한 방정식으로 선형적인 후류 확장 모델링이다.[5] 하지만 터빈 간 거리가 멀어질수록 정확도가 떨어지고 속도 감소를 과도하게 예측한다는 단점이 있다. 또한 이러한 공학적 모델이 대형 풍력 발전 단지에서 후류 손실을 과소 평가 하는 문제점이 나타나고 있다.[6]

컴퓨팅 파워의 증가로 인해 다양한 후류 모델이 이러한 문제점을 해결하고자 개발 되고 있다. Reynolds-averaged Navier Stokes(RANS) 모델[7]이나 Large eddy simulation(LES)[8]을 사용하는 CFD기법이 그 대표적인 예이다. 하지만 전통적



그림 1.1: Horns Rev 풍력 발전 단지에서 발생한 후류 모습

인 RANS 기법은 Boussinesq 가정의 한계로 인해 후류 속도를 과대 예측한다는 연구가 보고되고 있다.[9]

또한 Barthelmie 등의 연구는 수치 해석 기법들이 풍향 입력의 변화에 매우 민감하기 때문에 풍향에 의한 풍력 발전 단지 불확실성이 증가하는 것을 확인하였다.[6]

대형 풍력 발전 단지를 설치하려면 엄청난 투자가 필요하며 이미 설치된 풍력 발전기 배치를 변경하는 것은 상당한 비용을 소모하게 된다. 그러므로 풍력 발전 단지를 운용하기 전에 최적의 배치 형상을 미리 얻는 것이 중요하다고 할 수 있다.

풍력 발전 단지 배치 최적화는 1994년에 유전자 알고리즘을 이용하여 배치 최적 설계를 한 Mosetti 등의 논문[10]에 처음 소개 되었듯이, 상대적으로 새로운 주제라 할 수 있다. 뒤따르는 연구는 Costa 등에 의해 2004년에 발표되었는데 퍼지

제어(fuzzy control)를 통한 풍력 발전 단지 배치 최적화에 관한 연구이다.[11] 그 이후 매년 10개 이상의 저널 및 컨퍼런스에서 관련 연구들이 발표되어 왔다.[12, 13] 이 연구들은 최적화 알고리즘 유형에 초점을 맞추어 다양한 풍력 발전 단지 비용 함수를 가능한 한 간단한 형태로 모델링하여 최적화 문제를 해결하는데 주력하였다. 이러한 연구들과 다르게 Elkinton의 연구[14]는 다른 관점에서의 접근 방법을 제시하였다. 전기 그리드 및 기반 비용을 포함한 여러 가지 비용 함수에 대해 정교한 모델링을 제시한 것이다.

Wang 등의 연구[15]는 풍력 발전 단지에 3종류의 풍력 발전기 허브 높이를 갖는 풍력 발전기 30기를 배치하여 PARK, Larsen, BPA(Bastankhah-Porte Agel) 후류 모델을 ANSYS의 Fluent가 제공하는 RANS 난류 모델의 결과와 비교 하였다. 이 연구의 목적은 풍력 발전기의 허브 높이의 최적화가 아니라 다중 허브 높이를 갖는 풍력 발전 단지의 전력 생산 예측에 있어 앞에서 언급 한 후류 모델의 유효성을 평가하는 것이었다. 비슷한 연구로 Chamorro[16] 등이 실시한 풍동 실험과 Large eddy simulation을 이용한 하이브리드형 수직축 풍력 발전 단지에 관한 연구가 있다.[17]

DuPont 등은 Extended Pattern Search(EPS)와 Multi Agent System(MAS) 알고리즘을 PARK 후류 모델과 연동하여 2000 m × 2000 m 영역에서의 풍력 발전 단지 최적 설계 연구를 수행하였다.[18] 풍력 발전기 수, 기저 위치, 지름, 허브 높이 등을 설계 변수로 설정하였고, 두가지 환경에 대해 최적 설계를 수행 하였다. 첫 번째는 고정된 풍향과 고정된 풍속이고, 두 번째는 36개의 풍향과 3가지 풍속에 대해 안정한 대기상태, 불안정한 대기상태 중립 대기상태에 대해 최적 설계를 수행한 것이다.

1.2 연구 목표

풍력 발전 단지 최적 설계를 위해 로터와 후류 상호간섭 효과를 고려한 단지 유동 특성을 파악하고, 다양한 비용 함수들을 고려 할 수 있는 풍력 발전 단지 최적 설계 플랫폼과 연동하여 실제 운용 풍력 발전단지를 대상으로 한 배치 최적 설계를 수행하고자 한다.

단일 풍력 발전기의 공력 특성을 파악하기 위해, 블레이드 요소-운동량 이론과 비정상 와류 격자 기법을 사용하고, 풍력 발전 단지 후류 해석을 위해 Larsen이 제안한 GCL 모델을 앞서 언급한 단일 풍력 발전기용 공력 해석 기법과 결합하고자 한다. 블레이드 요소-운동량 이론과 비정상 와류 격자 기법에서 계산된 공력 데이터 중, 추력 계수와 출력 값을 이용하여 다음 로터에 영향을 주는 후류 속도 분포를 구하는 방식이다. 이를 이용하여 다시 추력 계수와 출력 값을 구하여 단지 전체 풍력 발전기의 공력 성능을 계산하고자 한다.

풍력 발전 단지 최적 설계를 위해, 개발된 해석 기법을 최적 설계 플랫폼에 연동하고자 한다. 풍력 발전 단지 유동 해석 기법을 이용하여 연간 에너지 생산량을 도출하고, 다양한 비용들의 경제적인 모델을 도입하여 공력 성능과 비용 함수들의 trade-off를 통한 풍력 발전 단지 배치의 최적 해를 도출 할 수 있게 하고자 한다.

개발된 단지 설계 모델을 효과적으로 사용하기 위해 여러 가지 최적 설계 알고리즘을 적용 해볼 필요가 있다. 각 목적 함수에 알맞은 알고리즘을 도출하기 위해 가상의 풍력 발전 단지를 이용하여 최적 설계를 수행하고, 각각의 성능을 분석하고자 한다. 분석한 최적 설계 알고리즘을 이용하여 실제로 운용되고 있거나 건설 중인 해상, 육상 풍력 발전 단지를 베이스라인으로 설정하여 최적 설계를 수행하여 최적 설계 플랫폼의 범용성을 확인하고자 한다.

1.3 논문의 구성

본 논문은 총 4개의 장으로 이루어진다. 제 1장 서론에서는 연구 배경과 연구 목표를 제시하였다. 본론인 제 2장과 제 3장에서 각각 풍력 발전 단지 유동 해석 기법 개발과 이를 이용한 풍력 발전 단지 최적 설계에 관한 내용으로 구성하였다.

제 2장에서는 단지 유동 해석 기법에 필요한 단일 로터의 공력 성능을 해석하기 위해, 단일 로터 공력 해석 기법들을 소개하고 그 정확도를 실험값과 비교하여 검증 을 수행 한다. 이를 이용한 단지 유동 해석 기법의 고도에 따른 속도 분포 정확도와 각 터빈들의 출력 예측 정확도 검증을 위해 실제 운용중인 풍력 발전 단지의 측정 값을 이용하여 검증을 수행하였다. 또한, 풍력 발전 단지의 유동 불확실성에 의한 오차를 줄이기 위해 정규 분포를 따르는 백색 소음을 유입류에 부여하는 방법에 대해 설명할 것이다.

제 3장에서는 개발된 유동 해석 기법과 소음, 기반 비용, 그리드 비용을 결합한 최적 설계 플랫폼 구축에 대해 설명할 것이다. 여러가지 목적 함수에 적합한 최적 설계 알고리즘을 선택하기 위해 4개의 알고리즘을 선택하여 가상의 풍력 발전 단지를 이용해 그 성능을 파악하였다. 그 후 실제 풍력 발전 단지에 적용하여 최적 설계를 수행 하였다.

제 4장에서는 본 연구의 결론을 종합하고 연구의 의의와 한계점을 밝히 후속 연구의 방향성을 제시한다.

제 2 장 수치 해석 기법

2.1 단일 터빈 공력 해석

본 논문에서는 풍력 발전 단지 유동장 해석에 필요한 단일 풍력 발전기의 공력 성능을 예측하기 위하여, 비정상 와류 격자 기법(Unsteady Vortex Lattice Method, UVLM)을 사용하였다. 와류 격자 기법은 사실적인 모사가 가능하나 계산 시간이 많이 소요 되는 전산 유체 역학(Computational Fluid Dynamics, CFD)의 방법론과 계산 시간이 매우 빠르지만 세부적인 유동 정보를 얻기 힘든 블레이드 요소-운동량 이론(Blade Element and Momentum Theory, BEMT)의 중간 단계라 할 수 있다. 실용적인 계산 시간과 범용성을 가지고 있기 때문에, 본 논문에서 최적 설계 시 기본적인 유동장 해석 방법으로 사용되었다.

2.1.1 블레이드 요소-운동량 이론

블레이드 요소-운동량 이론은 운동량 이론과 블레이드 요소 이론을 조합한 방법이다.[19] 운동량 이론은 Plandtl의 tip-loss 효과가 적용된 검사 체적 이론(control volume theory)이고 블레이드 요소 이론은 블레이드 단면의 익형 형상의 양력과 항력 계수에 의해 계산되는 추력과 토크의 합을 구하는 방법이다.

운동량 이론에 의해 계산되는 추력(T)과 토크(Q)는 각각 아래와 같다.

$$dT = \rho U_{\infty}^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (2.1)$$

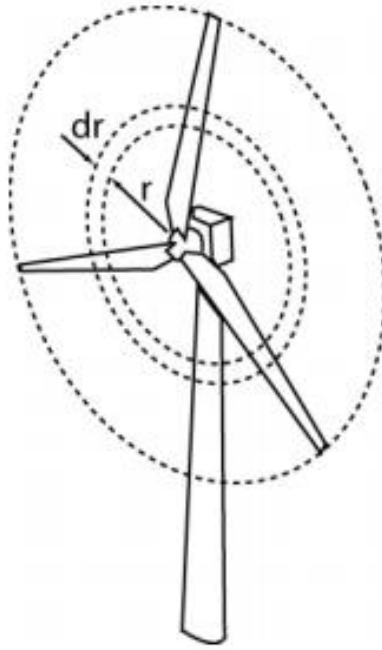


그림 2.1: BEMT기법에서 사용하는 고리 형 단면

$$dQ = 4a'(1 - a)\rho U_{\infty} \pi r^3 \Omega dr \quad (2.2)$$

여기서 ρ 는 밀도, U_{∞} 는 유입류 속도, a 는 유도 속도 계수(induction factor), Ω 는 각속도이며, r 은 반지름 방향 벡터를 의미한다.

dr 은 그림 2.1[20]에 도시된 고리의 폭이다. 그림 2.2[21]에 블레이드 요소 이론에서 사용하는 익형 형상 정보가 도시 되어 있다. 블레이드 요소 이론에 의해 유도되는 추력과 토크는 각각 아래의 식 2.3, 2.4과 같다.

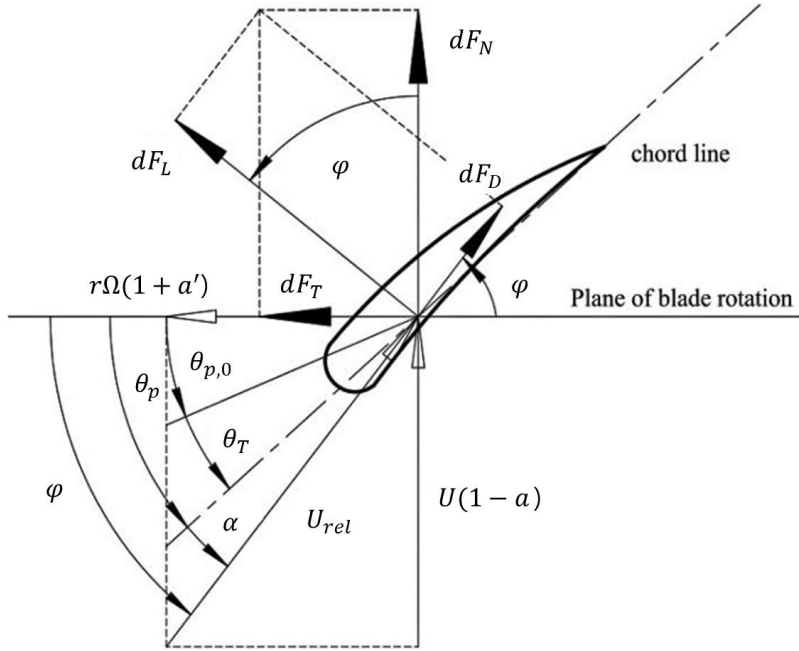


그림 2.2: 수평축 풍력 발전기 해석을 위한 블레이드 형상

$$dT = N_b \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) r dr / 2 \quad (2.3)$$

$$dQ = N_b \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) r dr / 2 \quad (2.4)$$

여기서 U_{rel} 은 상대 속도, N_b 는 블레이드 개수이며, C_l , C_d 는 각각 양력과 항력 계수이다.

위 식을 이용하여 축 유도 계수(axial induction factor, a_f)와 접선 유도 계수(tangential induction factor, a'_f)가 계산할 수 있으며, 새로 계산된 유도 계수들로

새로운 추력과 토크를 계산할 수 있다.

BEMT 이론에서는 반경 방향의 유동을 무시 할 수 있다고 가정한다. 이 가정은 블레이드 루트 부분에서 실제 현상을 제대로 반영하지 못하는데, 이는 BEMT 이론이 풍동 실험이나 해석에 의해 얻어진 이차원 데이터를 사용하기 때문이다. 이를 보정하기 위하여 실속 지연 모델(stall delay model)[22]을 사용하여 이차원 데이터인 양력과 항력계수를 수정하였다.

Tip loss 모델은 유도 속도 장의 블레이드 끝단에서 와류 흘림(vortex shed) 현상의 영향을 반영하기 위해 사용하였다.

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-f}) \quad (2.5)$$

F 는 Prandtl 이론에 의해 얻어진 수정 계수이다. 여기서 f 는 다음과 같다.

$$f = \frac{N_b}{2} \frac{R - r}{r \sin \varphi} \quad (2.6)$$

유도 계수가 0.4이상일 때, BEMT 가정이 깨지게 되어 3차원 효과를 무시할 수 없게 된다. 이를 해결하기 위해 Glauert가 개발한 추력 계수 보상기법[23]을 사용하였다.

2.1.2 비정상 와류 격자 기법

비정상 와류 격자 기법은 물체의 경계와 후류 영역을 제외한 전체 영역에서 포텐셜 유동을 비압축성(incompressible), 비점성(invscid), 비회전(irrtotional) 유동으로 가정한 Laplace 방정식이다.[24] 속도 포텐셜을 ϕ 라 할 때 식은 아래와 같다.

$$\nabla^2 \Phi = 0, \quad \vec{V} = \nabla \Phi \quad (2.7)$$

와류에 의한 속도 장은 Biot-Savart의 식으로 계산되고 와류선(vortex filament)의 방향 \vec{dl} 과 속도를 계산하고자 하는 곳까지의 거리벡터 \vec{r} 로 표현되는 유도속도는 아래와 같다.

$$\vec{V} = -\frac{\Gamma}{4\pi} \int \frac{\vec{r} \times \vec{dl}}{|\vec{r}|^3} \quad (2.8)$$

여기서 Γ 는 순환강도(strength of circulation)이며 와류에 의한 속도 장은 와류선들의 선형 중첩으로 계산 된다.

Green의 상반정리(Green's reciprocal theorem)를 이용하여 Laplace 식을 그림 2.3과 같이, 소스(source)와 더블렛(doublet) 분포의 합으로 나타낼 수 있으며, 식 2.7의 일반해는 더블렛 분포를 순환 강도 분포로 치환하면 아래와 같은 식을 얻을 수 있다.

$$\Phi = \frac{1}{4\pi} \int_{body+wake} \Gamma \mathbf{n} \cdot \nabla \left(\frac{1}{r} \right) dS + \Phi_\infty \quad (2.9)$$

여기서 Φ_∞ 는 자유류(free stream)의 속도 포텐셜을 의미한다.

2.1.3 등와선도 후류 모델

등와선도 후류 모델(Contour Vorticity Contour, CVC[25])은 순환 강도가 일정한 필라멘트를 하나의 와류 선으로 대체하는 방법으로 후류 형상을 얻기 위해 필요한 격자수를 절반 정도로 줄일 수 있는 이점이 있다.[26] 하지만 풍력 발전기와

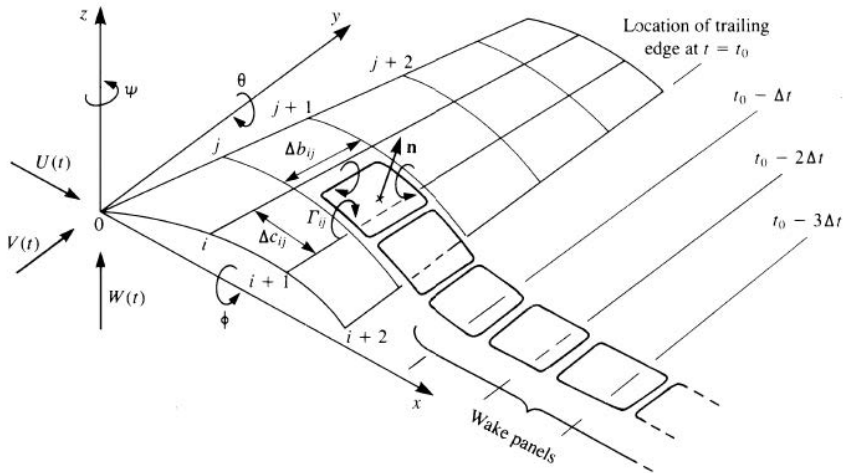


그림 2.3: 비정상 거동에 따른 와류 격자 모델링

같이 블레이드 위의 하중 변화가 크지 않고, 순환강도 변화폭이 전체적으로 작은 경우에는 적용하기 어려운 단점이 있다.[27]

2.1.4 와류 고리 모델

와류 고리(vortex ring)를 이용한 후류 모사 해석의 경우, 블레이드 양력이 발생함에 따라 블레이드 뒷전에서 후류가 발생하게 되는데, 이 연속적인 후류면을 와류 격자를 이용하여 고려한다. 이론적으로는 후류에 의한 와류 표면은 강체 표면을 가지고 있지 않기 때문에 Kutta-Joukowski 이론에 의한 힘을 발생시킬 수 없지만, 와류 고리 모델에 의해 블레이드의 뒷전 패널이 시간 전진에 따라 후류로 떨어져 나가는 형태로 블레이드 위의 순환 값을 그대로 가지기 때문에 Kutta condition을 만족시켜 CVC 모델보다 비정상 상태에서 적용이 쉬운 장점이 있다.[27]

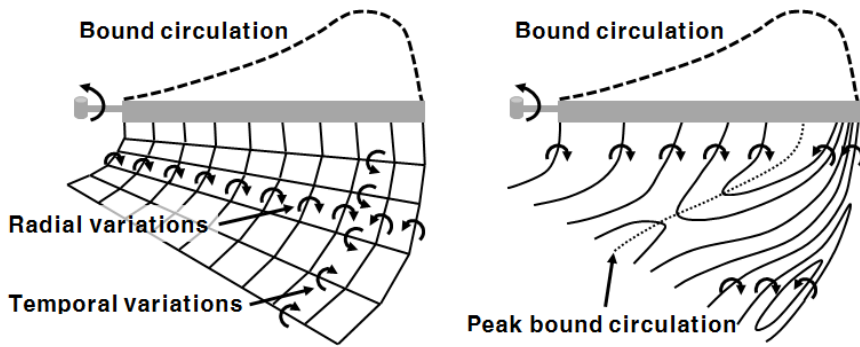


그림 2.4: 와류격자 후류 모델(좌)과 등와선도 후류 모델(우) 비교

2.1.5 비선형 와류 보정 기법

풍력 발전기 터빈은 제어 할 수 없는 외부 환경에 노출 되어 다른 회전체 기계와는 상이한 조건에서 운용하게 된다. 풍력 발전기 대형화 추세로 인해 풍속 전단(wind shear)에 큰 영향을 받으며 풍속 변화에 따른 요 에러(yaw error)로 인해 비정상 유동 특성을 갖는다. 또한 대기 난류에 의해 불안정하거나 안정한 대기 환경에 노출 되어 있다. 이로 인해 UVLM에서 계산된 값과 Table Look-up과정을 통해 계산된 양력계수와 모멘트 계수에 오차가 발생 하게 된다. 이러한 문제점을 해결 하기 위해 코드 방향의 구속 와류를 가감시켜 오차가 일정한 기준을 만족 시킬 때까지 계산을 수행하게 하는 비선형 와류 보정 기법(Nonlinear Vortex Correction Method, NVCM)을 적용하였다.[28]

$$\begin{aligned}
& \text{initial stage : } \begin{cases} F_1 = C_{l,UVLM} - C_{l,TLU} > \epsilon \\ F_2 = C_{m,UVLM} - C_{m,TLU} > \epsilon \end{cases} \\
& \text{then } \Gamma_{initial} \pm \delta\Gamma_{1,2} \rightarrow \Gamma_{corrected} \\
& \text{Final stage : if } F_{1,2} \leq \epsilon, \text{ then use } \Gamma_{corrected}
\end{aligned} \tag{2.10}$$

2.2 단일 터빈 공력 성능 검증

단일 터빈 공력 해석 기법은 선행 연구에서 다양한 해석 조건에서 검증이 수행되었기 때문에 풍속 변화에 따른 추력 해석 결과만 도시하였다. 검증을 위해 미국 국립 재생에너지 연구소(National Renewable Energy Laboratory, NREL)에서 제작한 Phase-VI 로터 블레이드를 사용하였다.(그림 2.5)[29] 상기한 로터는 2 개의 블레이드를 사용하는 로터로, 반경이 5.254 m이며 회전속도는 71.63 rpm이다. 블레이드 각 섹션은 S809 단일 익형으로 구성되어 있고 자세한 제원은 표 2.1에 도시하였다.

NREL Phase VI 로터 실험은 zero yaw의 기본 구성으로 6 - 25 m/s까지 수행되었다. UVLM 예측 값과 비교하기 위해, Risø에서 개발한 CFD code인 EllipSys3D와 Generalized Dynamic Wake model(GDW)[30]가 적용된 BEMT기법을 사용하였다. 6 - 9 m/s 구간은 풍속에 따라 토크가 선형적으로 증가하는 구간으로, 모든 예측 모델이 실험값과 유사한 예측 결과를 보이는 것을 확인 할 수 있다. 반면 대규모의 유동 박리가 발생하는 10 m/s 이후부터, CFD 예측 값은 정성적인 경향성은 대체로 일치하지만 상당한 차이가 발생 하는 것을 볼 수 있다. UVLM기법 역시 10 m/s에서 과대 예측되는 경향을 보이지만, 높은 풍속 구간에서는 CFD기법에

표 2.1: NREL Phase-VI 로터 블레이드 제원

r/R	Chord (m)	Twist($^{\circ}$)
0.250	0.737	20.040
0.388	0.666	7.979
0.466	0.627	4.715
0.570	0.574	2.083
0.633	0.542	1.115
0.691	0.512	0.494
0.752	0.482	-0.015
0.800	0.457	-0.381
0.873	0.420	-0.920
0.934	0.389	-1.352
0.994	0.358	-1.775



그림 2.5: NREL Phase VI 풍력 발전기(좌), 후류 시각화(우)

비해 실험과 유사한 결과를 얻는 것을 알 수 있다. 이는 UVLM이 table look-up을 사용하기 때문이고, 이를 통해 UVLM이 단일 로터 유동 해석에 더 효과적인 기법임을 알 수 있다.

2.3 풍력 발전 단지 후류 해석

풍력 발전기에서 발생하는 후류는 평균 풍속 감소(wake deficit)와 로터 뒤에서 발생하는 난류 레벨 증가와 밀접한 연관이 있다. 상류에서 발생하는 후류로 인하여, 단일 로터의 경우와는 다르게, 풍력 발전 단지 내의 유입 속도 조건은 주변 풍향에 비해 상당한 변형이 이루어진 것을 알 수 있다. 이런 유입 속도 조건의 변화는 풍력 발전기의 출력 뿐만 아니라, 개별 풍력 발전기 수명에도 연관 되는 하중 조건에도 상당한 영향을 미치게 된다. 그러므로 풍력 발전 단지로 부터 최대의 경제적 효율을 이끌어 내기 위해, 각 개별 터빈에 유입되는 풍속과 다른 터빈에 미치는

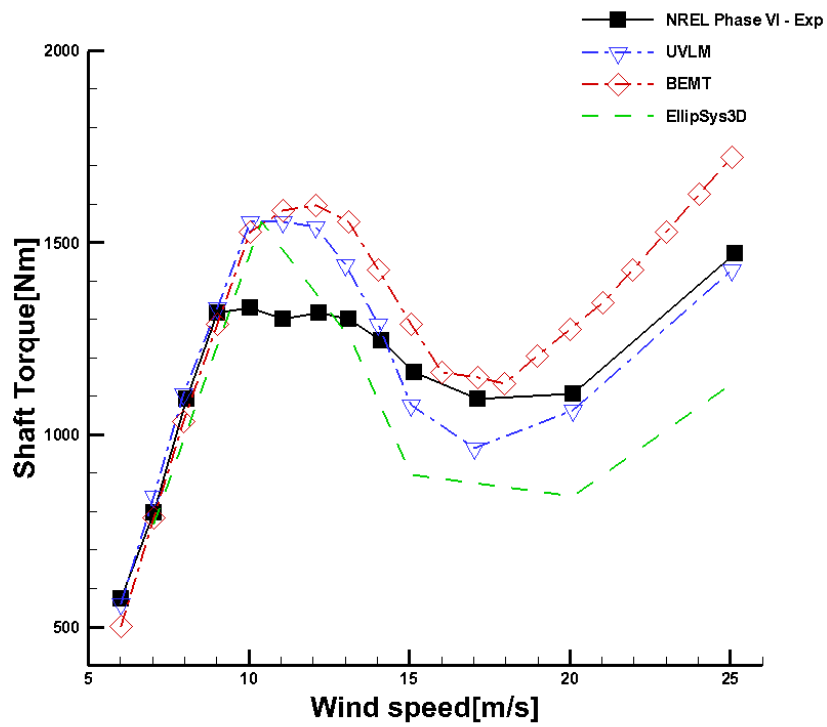


그림 2.6: 풍속에 따른 NREL Phase-VI Shaft Torque 변화 비교

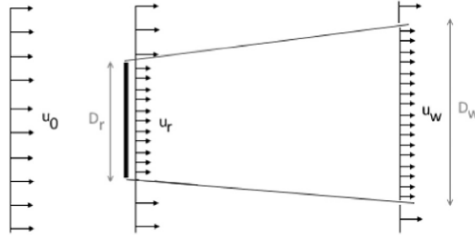


그림 2.7: NOJ 모델의 검사 체적

영향을 정확하게 예측하는 것은 무엇보다도 중요하다 할 수 있다. 풍력 발전 단지 내 터빈에서 발생하는 후류를 빠르고 정확하게 예측하기 위해 반 해석적 후류 기법 (simple stationary semi-analytical wake model)인 GCL 모델을 사용하였고, 비교 검증을 위해 NOJ 모델을 사용하였다.

2.3.1 NOJ 모델

Jensen이 개발한 후류 모델인 NOJ 모델은 풍력 발전 단지 후류 해석에서 널리 사용되는 간단하면서 실용적인 공학적 모델이다. [31, 32]

그림 2.7에 도시된 검사 체적을 사용하여[33] $D = D_r$ 인 앞선 로터 평면과 하류 방향의 로터 평면 사이의 질량 평형은 식 2.11과 같이 유도 된다.

$$\left(\frac{D_r}{2}\right)^2 u_r + \left[\left(\frac{D_w}{2}\right)^2 - \left(\frac{D_r}{2}\right)^2\right] u_0 = \left(\frac{D_w}{2}\right)^2 u_w \quad (2.11)$$

후류는 하류 방향의 거리 x 와 기울기 α 에 따른 선형 방정식으로 모사된다.

$$D_w = D_r + 2\alpha x \quad (2.12)$$

$$u_r/u_0 = 1 - 2a \quad (2.13)$$

a 는 유도 계수이다. 위 두식을 식 2.11에 대입하면 아래와 같다.

$$\frac{u_w}{u_0} = 1 - \frac{2a}{(1 + 2ax/D_r)^2} \quad (2.14)$$

유도 계수 a 는 아래와 같은 방식으로 구할 수 있다.

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{2} \quad (2.15)$$

NOJ 모델은 이상적인 축 대칭 유동과 비회전성을 가정하며 난류 성분을 고려할 수 없고 높이에 따른 속도 분포를 얻을 수 없다. 따라서 높이에 따른 속도 분포를 구하기 위해 GCL 모델을 사용 하였다.

2.3.2 GCL 모델(단일 후류)

Larsen에 의해 제안된 후류 해석 기법[34][33]은 후류 속도 저감(wake deficit)의 반 해석적 기법(semi-analytical method)과 후류의 난류장의 특성을 경험식으로 묘사한 방법이다. 경험식은 실제 운용적인 터빈에서 얻은 측정값에 기반 하여 실속(stall), 피치와 다양한 풍속 상태를 반영하고 있다. 이 모형에서 얇은 전단층 근사기법(thin shear layer approximation)이 적용된 RANS(Reynolds Averaged Navier-Stokes)식의 축대칭 형태가 사용되었다. 포물형 편미분 방정식(parabolic partial differential equation)형태의 압력 항은 무시할 수 있고, 난류항인 ν_T 는 Prantl의 혼합 길이(mixing length) 이론에 의해 식 2.16과 같이 나타난다.

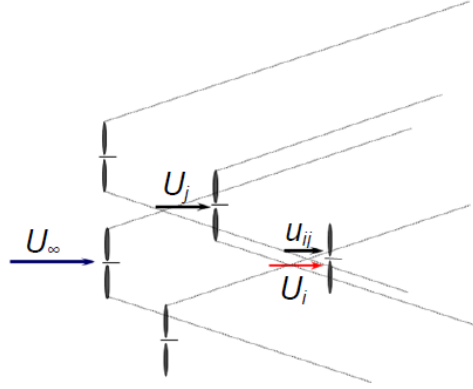


그림 2.8: i 번째와 j 번째 풍력 발전기의 상호 간섭 현상

$$\nu_T = l^2 \sqrt{S_{ij} S_{ij}} \quad (2.16)$$

l 은 혼합 길이이고 S_{ij} 는 변형률 텐서(strain rate tensor)이다. 이 기법은 유동이 수직인 방향을 따라 정상(steady), 축대칭, 자기 유사(self-similar)라 가정하고 RANS 식의 해로 일차와 이차항 근사를 사용하였다. 연속방정식과 함께 풀리는 일차항 근사는 식 2.17과 같이 단순화 된다.

$$U_\infty \frac{\partial u_x}{\partial x} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[l^2 r \left(\frac{\partial u_x}{\partial r} \right)^2 \right] \quad (2.17)$$

u_x 는 축 방향 유입류의 후류 섭동(wake perturbation)항, r 은 반경 방향, x 는 대칭축이다. 그림 2.8에서 U_i , U_j 는 i 와 j 번째 풍력 발전기의 초기 속도이고 u_{ij} 는 j 번째 터빈에 의해 유도되는 i 번째 터빈의 유입속도이다.[35]

식 2.17를 풀기 위해, 후류의 경계에서 $u_x = 0$ 과 유입류 속도가 축 방향 후류

섭동보다 매우 크다는 가정에서 얻어진 $u_\infty \gg u_x$, 두 가지의 경계층 조건이 사용된다. 이 조건을 사용해서 얻어진 후류 반경(r_w), 축 방향(u_x)과 반경 방향(u_r) 후류 섭동은 식 2.18-2.20과 같다.

$$r_w(x, r) = (35/2\pi)^{1/5} (3c_1^2)^{1/5} (C_T A x)^{1/3} \quad (2.18)$$

$$u_x(x, r) = -\frac{u_\infty}{9} (C_T A x^{-2})^{1/3} \{r^{3/2} (3c_1^2 C_T A x)^{-1/2} - (35/2\pi)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5}\}^2 \quad (2.19)$$

$$u_r(x, r) = -\frac{u_\infty}{3} (C_T A)^{1/3} x^{-5/3} \{r^{3/2} (3c_1^2 C_T A x)^{-1/2} - (35/2\pi)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5}\}^2 \quad (2.20)$$

C_T 는 추력 계수, A 는 회전 면적(swept area), c_1 은 경험식에서 정의된 상수이다.[34] 이차항 시스템은 완전한 형태의 RANS 방정식을 사용하지만, 이 방정식은 대부분의 공학적 기법에서 무시할 수 있는 것으로 밝혀졌다.[34]

2.3.3 GCL 모델(다중 후류)

앞에서 기술한 방법으로는 단일 터빈 후류만 해석 할 수 있고 다중 후류 상태를 해석하지 못하기 때문에 경계 조건 개선과 풍력 발전 단지 후류 해석 기법 추후 연구에서 진행 되었다.[36] 경계 조건 개선은 실 규모 실험의 분석 결과를 이용하였다. 첫 번째 경계 조건은 로터 회전면에서 정의 되었고 두 번째 경계 조건은 로터에서 $9.6D$ 떨어진 곳으로 정의 되었다. 개선된 경계 조건에 의해 결정된 후류 반경과 풍속 감속은 식 2.21-2.22과 같다.

$$r_w(x, r) = (35/2\pi)^{1/5} (3c_1^2)^{1/5} (C_T A(x + x_0))^{1/3} \quad (2.21)$$

$$u_x(x, r) = -\frac{u_\infty}{9} (C_T A(x + x_0)^{-2})^{1/3} \{r^{3/2} (3c_1^2 C_T A(x + x_0))^{-1/2} - (35/2\pi)^{3/10} (3c_1^2 f)^{-1/5}\}^2 \quad (2.22)$$

c_1, x_0, d_1 은 아래와 같다.

$$c_1 = (105/2\pi)^{-1/2} \left(\frac{d_1 D}{2} \right)^{5/2} (C_T A x_0)^{-5/6} \quad (2.23)$$

$$x_0 = \frac{9.6D}{\left(\frac{2R_{9.6D}}{d_1 D} \right)^3 - 1} \quad (2.24)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{1 + 1/\sqrt{1 - C_T}}{2}} \quad (2.25)$$

$R_{9.6D}$ 는 Vindeby 해상 풍력 발전단지 분석을 통해 경험식으로 얻어진 9.6D 거리에서의 후류 반경이고, 대기 난류 강도 TI 를 이용해서 표현하면 아래와 같다.

$$R_{9.6D} = a_1 \exp(a_2 C_T^2 + a_3 C_T + a_4) (b_1 TI + 1) D \quad (2.26)$$

a_1, a_2, a_3, b_1 은 Larsen에 의해 정의된 상수이다.[36]

풍력 발전 단지 후류 해석을 위한 유입류 속도는 선형 평균(linear averaging) 운동량 균형(momentum balance)을 사용하여 얻을 수 있다.

$$U_\infty = \bar{U} = \frac{1}{A} \int_A U dA \quad (2.27)$$

$$\bar{U} = \sqrt{\frac{1}{A} \int_A U^2 dA} \quad (2.28)$$

U 는 대수 풍향 분포(logarithmic wind profile)에 의해 얻어진 유입되는 주변 속도(ambient velocity)이다. 풍력 발전 단지 내 속도는 $R_i \leq r_{0_i} + R$ 일 때, 선형 평균에 의해 아래와 같이 계산 된다.

$$\bar{U}_m = \bar{U} - \sum_{i=1}^M u_{x_i} \quad (2.29)$$

M 은 로터 m 에 영향을 미치는 후류를 발생하는 상류 방향의 로터 개수이다. U_m 의 분해는 선형적인 접근이 불가능하기 때문에, 비선형 해석을 위한 rotor m 의 속도는 다음과 같이 모사된다.

$$\bar{U}_m = \sqrt{\frac{1}{A} \int_A \left(\bar{U} - \sum_{i=1}^M u_{x_i} \right)^2 dA} \quad (2.30)$$

마찬가지로 $R_i \leq r_{0_i} + R$ 일 때 위의식이 성립하며, $R_i < r_{0_i} + R$ 인 경우 즉, 로터 m 이 하류 방향으로 멀리 떨어져 있을 때, 식 2.30의 두 번째 항은 소거된다. 식 2.29과 식 2.30은 4점 가우스 구적분법(4-point Gauss integration method)를 이용하여 해를 구할 수 있으며 자세한 내용은 [36]에 소개되어 있다. 또한 두 가지 방식 모두, 다중 후류 효과를 선형 합계를 사용하여 중첩 시킨다.

2.4 후류 모델 검증

앞서 기술한 수치 기법의 검증을 위해 실제 운용 중인 Vindeby 풍력 발전 단지, Lillgrund 풍력 발전 단지, Horns Rev 풍력 발전 단지에서 측정한 유동 속도

자료를 활용 하였다.

2.4.1 Vindeby 풍력 발전 단지

덴마크에서 운용중인 Vindeby 풍력 발전 단지는 450 kW급 B35-450 풍력 발전기 11개가 설치되어 있으며, 풍력 발전기의 허브 높이는 38 m, 로터 직경이 35 m 이다. 자세한 배치도는 그림 2.9와 같고 측정 데이터는 Schepers[37]와 손은국[38]의 연구를 참고하였다.[37]

GCL모델에 필요한 단일 로터의 공력 데이터를 얻기 위해, 앞서 기술한 와류 격자 모델을 이용하여 풍속 3 - 10 m/s에서 로터의 출력 값 계산을 수행 하여, 그림 2.10와 같이 공개된 풍속에 따른 출력 스케줄과 비교하였다.

검증을 수행한 결과, UVLM이 실제 출력 값보다 과대 예측 되지만, 유사한 경향을 보이는 것을 확인 할 수 있었다. 또한 풍력 발전기의 발전 효율을 고려하면 실제 값과의 오차가 더욱 줄어들 것이기 때문에 UVLM의 결과의 신뢰성이 높다고 할 수 있다.

그림 2.9에서 나타나 있듯이, 203° 방향의 바람이 불어올 때, 9.6D 떨어져 있는 Sea mast South에서 측정 되는 6E 풍력 발전기에 의한 후류 측정값을 검증에 사용 하였다. 자세한 유동 조건은 표 2.2에 도시되어 있다.

대기 상태에 따른 속도 분포는 Panofsky-Dutton 모델[39]을 이용하여 나타내 었다. 대기 안정 상태와 불안정 대기 상태에서 Monin-Obukhov 상수(L)는 각각 200과 -200을 사용하였고, 중립 대기 상태에서는 -1000을 사용하였다.

그림 2.11는 풍속 5 m/s에서 B35-450 풍력 발전기의 하류방향 5D에서 정규화 된 속도 분포이고 그림 2.12는 같은 조건에서 하류방향 9.6D에서 정규화된 속도

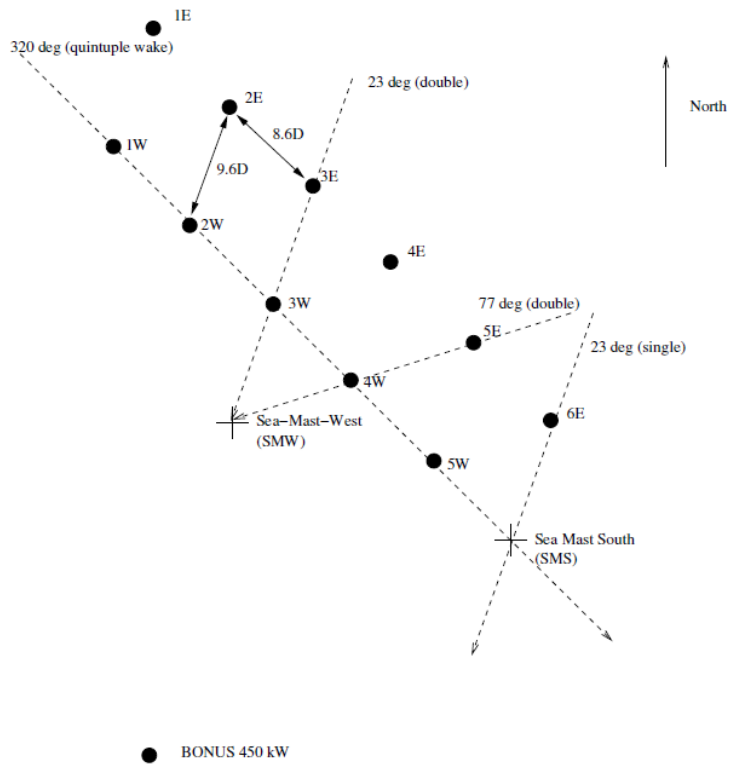


그림 2.9: Vindeby 풍력 발전 단지 배치도

표 2.2: 유동 검증 조건

	Wind speed[m/s]	Turbulence intensity[%]	Atmosphere condition
Case I	5.0	6 & 8	Neutral
Case II	5.0	6	Stable & Unstable
Case III	7.5	8	Neutral and Unstable

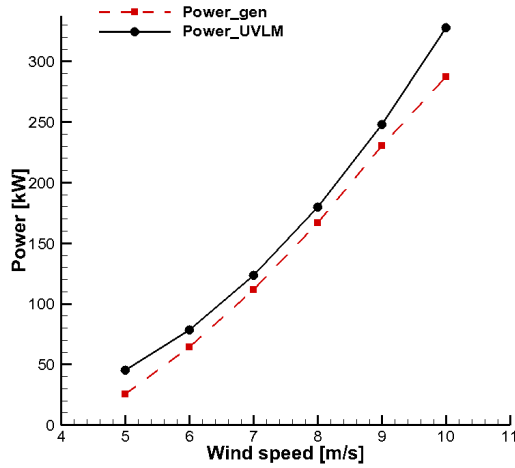


그림 2.10: B35-450 풍력 발전기 공력 성능 검증

분포이다. 검은색 원은 로터 평면을 나타낸다. 후류의 3차원 속도 분포가 잘 모델링된 것을 확인 할 수 있었다.

그림 2.13과 2.14은 표 2.2의 Case I 조건에서 해석을 수행한 결과로, 좌측은 유입류이고 우측은 터빈의 하류방향 9.6D 거리에서의 후류 속도 분포이다. 가운데가 빈 사각형 실선은 측정된 후류 속도, 역삼각형 점선은 ECN 에서 수행한 해석 결과, 가운데가 빈 원의 실선은 현재 모델로 계산된 값이다. 또한 굵은 원 실선은 Monin-Obukhov 상수를 이용하여 모델링한 유입류 속도, 굵은 네모 실선은 측정된 유입류 속도이다. 중립 대기 상태에서 난류 강도 6%와 8% 두 경우 모두 현재 기법이 후류 속도 분포를 유사하게 해석 하는 것을 볼 수 있다. 특히 허브 높이 아래에서, 현재 기법이 ECN의 기법보다 뛰어난 예측 성능을 보여주는 것을 확인할 수 있다.

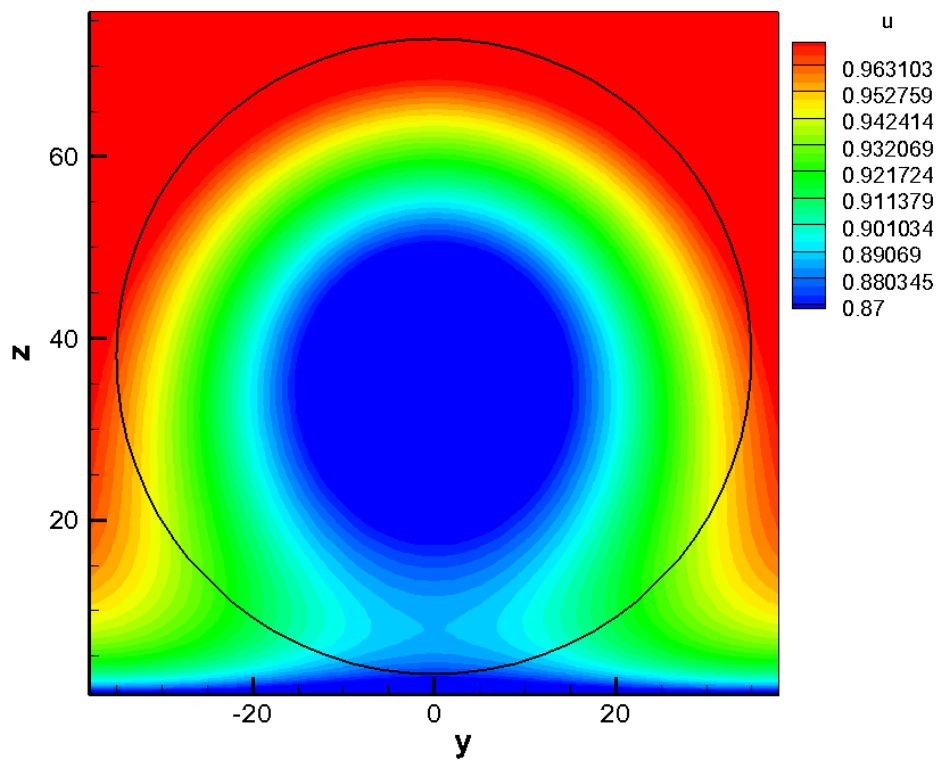


그림 2.11: 하류방향 $5D$ 에서 정규화된 속도 분포

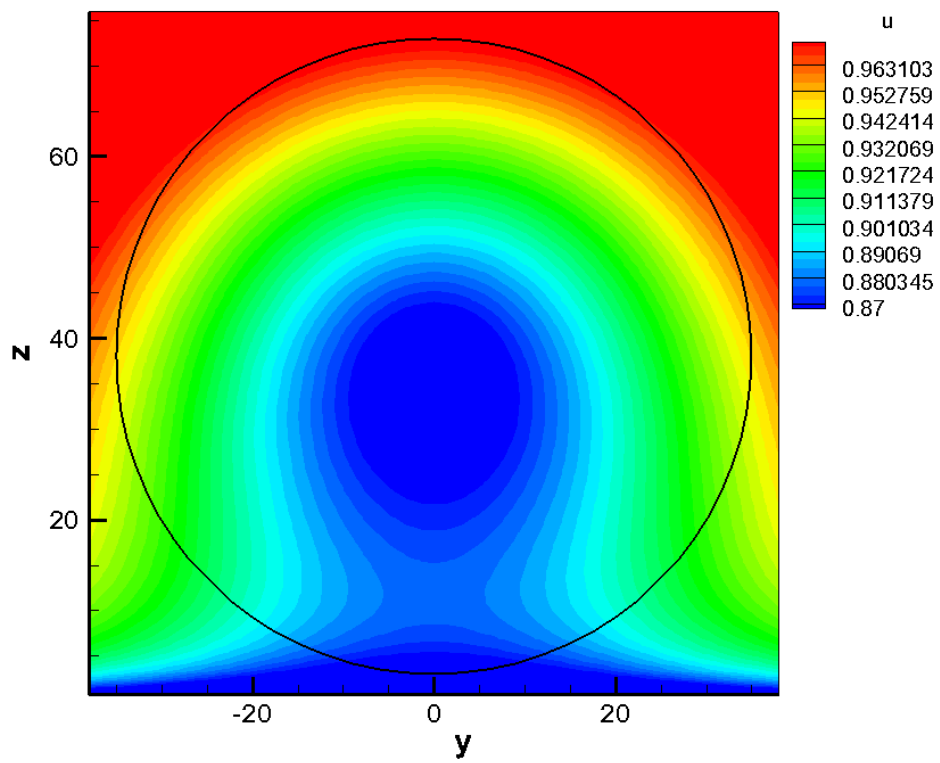


그림 2.12: 하류방향 $9.6D$ 에서 정규화된 속도 분포

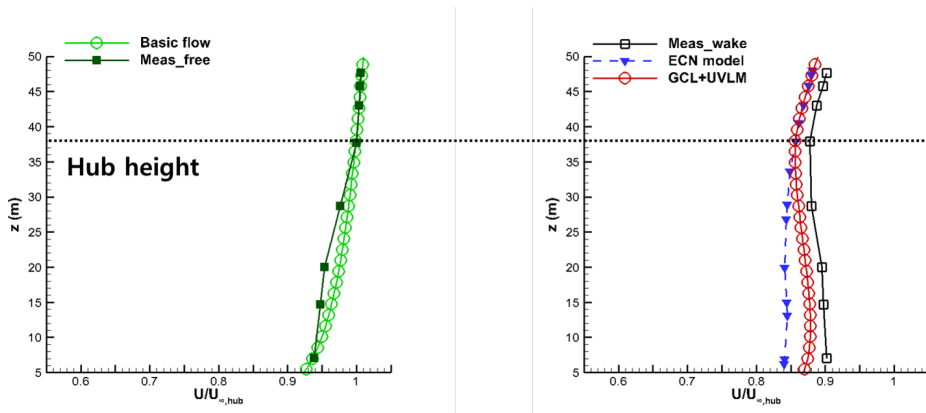


그림 2.13: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case I, $TI = 6\%$

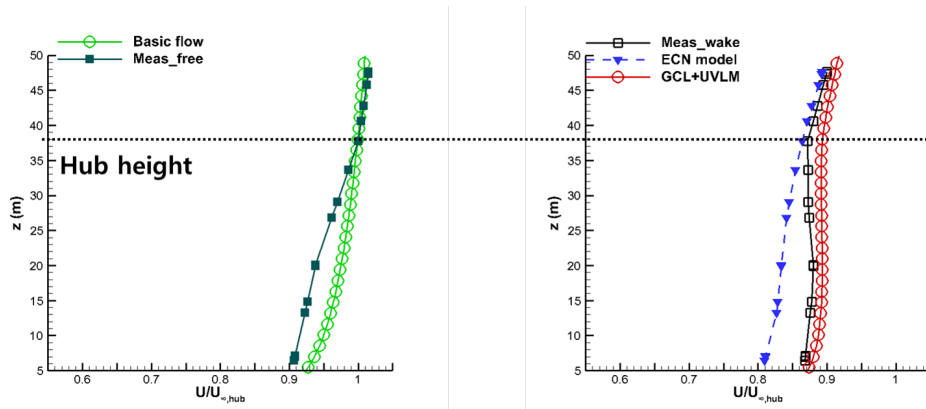


그림 2.14: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case I, $TI = 8\%$

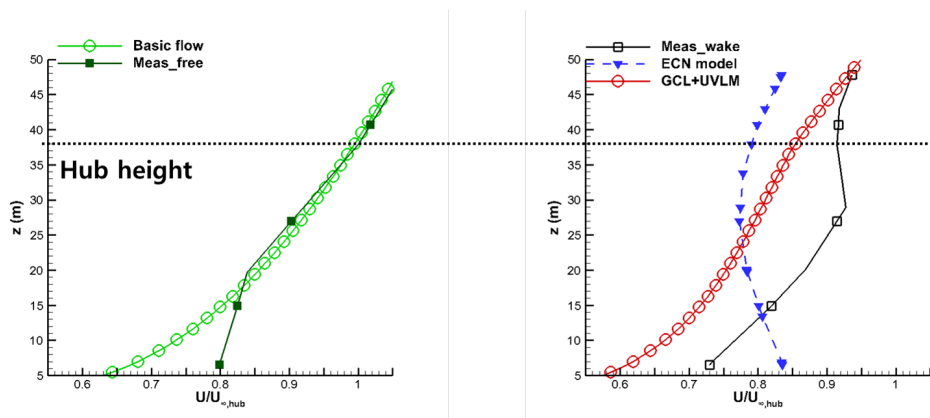


그림 2.15: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case II, Stable condition

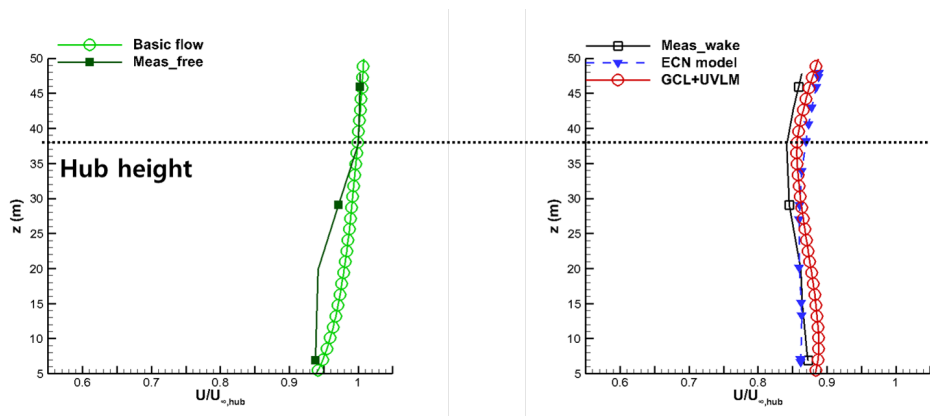


그림 2.16: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case II, Unstable condition

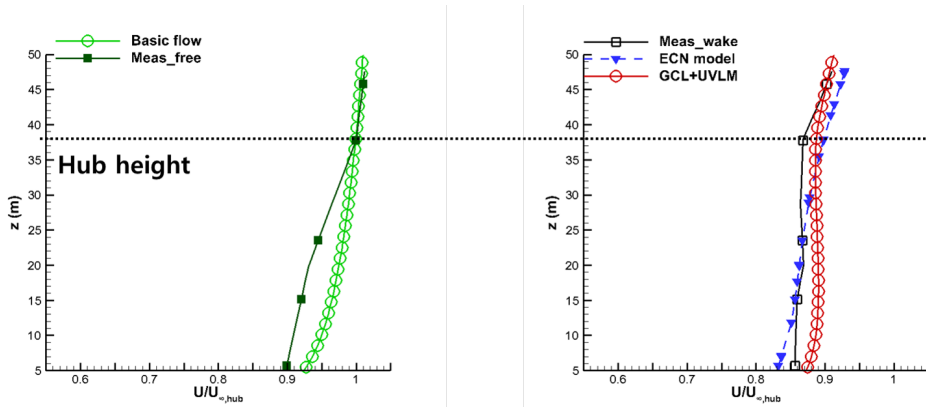


그림 2.17: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case III, Neutral condition

그림 2.15과 2.16는 Case II 조건에 해당하는 결과로 각 선의 의미는 앞서 기술한 방식과 동일하다. 대기 안정 상태에서는 유동 불확실성이 측정 장치에 미치는 영향이 크기 때문에 유입류를 정확하게 모사하기 힘들다. 이로 인해 후류 속도 분포의 오차도 상대적으로 크게 발생하게 된다. ECN의 기법과 비교해보면 허브 높이 근처와 그 이상의 고도에서는 현재 기법의 정확도가 더 뛰어나지만, 낮은 고도에서의 정확도는 ECN 기법이 더 뛰어나다. 전체 구간에서의 평균 제곱 오차를 구해보면 현재 기법은 0.009, ECN 기법은 0.012로 현재 기법이 더 정확한 것을 알 수 있다. 대기 불안정 상태에서는 현재 기법이 측정값과 유사한 결과를 나타내는 것을 확인 할 수 있다.

그림 2.17과 2.18은 Case III 조건에 해당하는 결과이다. 허브 높이에서의 유입속도가 변화하여도 중립 대기 상태와 불안정한 대기 상태에서 현재 기법의 정확도가 우수한 것을 확인 할 수 있다.

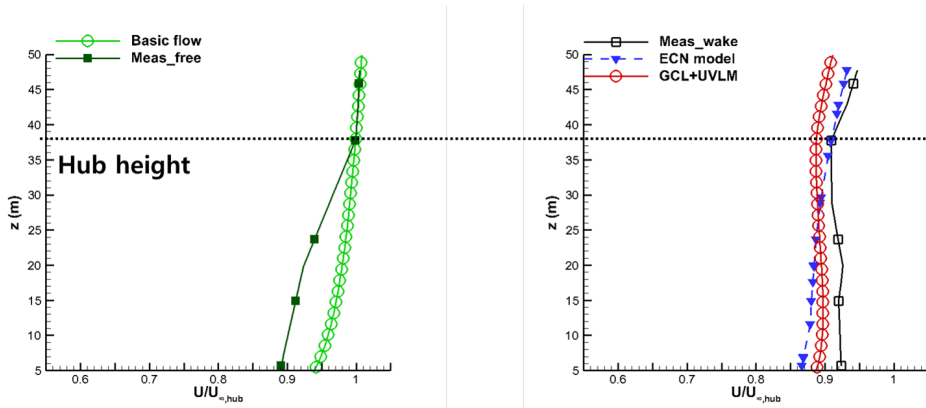


그림 2.18: Vindeby를 이용한 후류 모델 검증 Case III, Unstable condition

2.4.2 Lillgrund와 Horns Rev 풍력 발전 단지

풍력 발전 단지의 전체 출력 값의 정확도를 확인하기 위해 Lillgrund와 Horns Rev 풍력 발전 단지의 측정 자료를 이용 하였다.

Lillgrund 풍력 발전 단지는 스웨덴 남부에 위치하고 있으며 전체 발전 용량은 110 MW이고 SWT-2.3-93 풍력 발전기 48기가 설치되어 있다. 로터 직경은 92.6m, 허브 높이는 65m 이고 221.8° 방향으로 4.3D씩 떨어져 있다.[40]

Horns Rev 풍력 발전 단지는 덴마크에 위치하고 있으며 Vestas V80 풍력 발전기 80기가 설치되어 있는 160 MW급 풍력 발전 단지이다. 허브 높이는 70m, 로터 직경은 80m 이고 풍력 발전기들이 주방향으로 7D씩 떨어져 있다.[41][42]

측정 자료는 10분 평균값을 사용 하였고, 자세한 배치 형상은 그림 2.19와 그림 2.20에 도시하였다.

앞서 기술한 후류모델을 이용하여 각 로터에 유입되는 풍속을 계산한 후, 이를

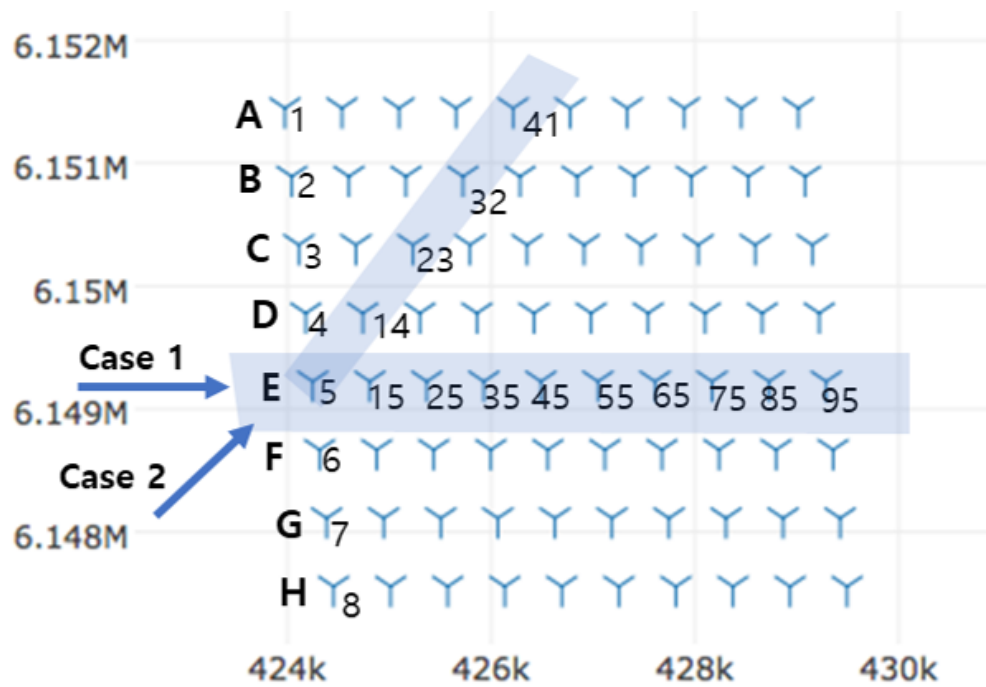


그림 2.20: Horns Rev 풍력 발전 단지 배치도

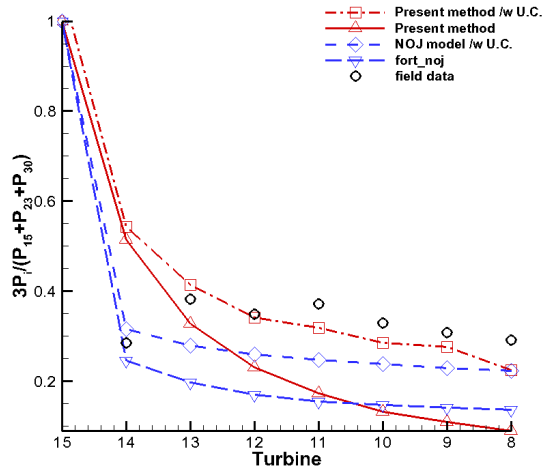


그림 2.21: Lillgrund 풍력 발전 단지 B행 로터들의 정규화 된 출력

이용하여 풍력 발전기의 출력을 계산하였다. Lillgrund 풍력 발전 단지는 9 m/s 속도의 바람이 221.6°로 방향으로 5.6%의 난류 강도를 가지고 들어올 때 B,C,D 행 풍력 발전기의 출력 값을 사용하였고, Horns Rev 풍력 발전 단지는 8 m/s 속도의 바람이 270° 방향으로 7%의 난류 강도를 가지고 들어 올때 E 행의 10기의 풍력 발전기와(Case 1) 같은 난류 강도에서 221 ° 방향으로 들어 올때 5번, 14번, 23번, 32번, 41번 풍력 발전기들의 출력 값을 사용하였다.

그림 2.21-2.23는 각각 Lillgrund 풍력 발전 단지의 B,C,D 행 풍력 발전기들의 출력 값을 나타낸 그림이다. 풍력 발전기간의 간격이 $4.3D$ 로 충분히 떨어져 있지 않기 때문에, 다른 행에 위치한 풍력 발전기의 후류 영향 크게 받게 된다. 이로 인해 가장 앞쪽에 있는 풍력 발전기인 15, 23, 30 터빈 출력 값의 합으로 전체 출력 값을 정규화 하여 측정값과 예측값을 비교하였다. 그림에서 원은 측정된 풍력 발

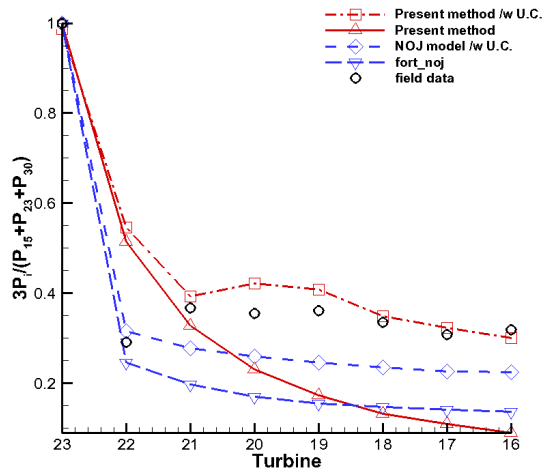


그림 2.22: Lillgrund 풍력 발전 단지 C행 로터들의 정규화 된 출력

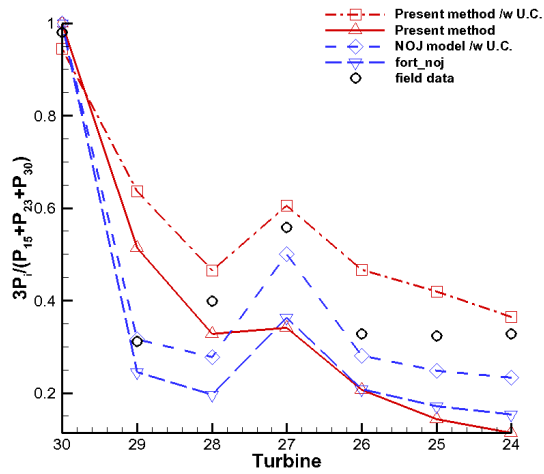


그림 2.23: Lillgrund 풍력 발전 단지 D행 로터들의 정규화 된 출력

전기의 출력이고 점선은 후류 폭, 깊이, 추력 계수를 이용한 경험식 모델인 NOJ 기법[31, 32]의 결과이고 실선은 현재 모델이다.

그림 2.21에서 전체적인 예측 정확도는 현재 기법이 NOJ기법 보다 좀 더 정확한 것을 확인 할 수 있지만, 두 번째 풍력 발전기에서 현재 기법이 과대 예측되는 것을 확인 할 수 있다. 이는 현재 모델에 적용한 GCL 모델이 풍력 발전기 하류 방향 9.6D에서의 후류 측정값을 토대로 만들어진 기법이기에 때문에, 상대적으로 짧은 거리인 4.6D에서의 후류값을 정확하게 예측하지 못하기 때문이다. 하지만 다른 대부분의 터빈과의 거리는 현재 기법의 성능을 충분히 보일 수 있을 정도로 떨어져있고, 현재 기법의 다중 후류 합산 방식의 이점으로 하류 방향으로 갈수록 NOJ 기법에 비해 더 정확한 값을 예측하는 것을 볼 수 있다.

그럼에도 불구하고, 두 기법 모두 하류 방향에서 출력 값이 다소 과소예측되는 경향을 그림 2.21-2.23에서 확인 할 수 있다. 이는 풍력 발전 단지 유동, 예측 모델, 측정 장치의 불확실성에 기인한 것이다. 이러한 불확실성의 원인을 파악하고 정량화하기 위한 연구가 최근에 진행되고 있다.[43]

특히, 단지 검증을 위한 측정 데이터는 1분이나 10분 평균값을 사용하게 되는데 평균값을 도출 하는 구간에서도 풍향과 풍속 등이 끊임없이 변화하고 있다. 그러므로 하나의 방향과 하나의 속도로 평균화된 입력 값을 예측 기법에 그대로 사용하는 것은 바람직하지 않다고 볼 수 있다. 이러한 현상을 해결하기 위해 장기간 측정한 SCADA 데이터와 같은 실제 측정값의 데이터마이닝 등을 이용한 통계적인 접근 방법을 통해 유입류의 풍속과 풍향에 대한 불확실성을 저감하고, 풍속과 풍향에 의해 결정되는 출력 값의 불확실성을 저감 할 수 있다.

본 논문에서는 장기간 측정한 데이터를 얻기 불가능 했기 때문에, Gaumond

등의 연구[43]를 참고하여 출력의 예측 정확도가 높아지는 방향으로 정규 분포의 변수들에 대한 그리드 서치를 수행 하였다. 그리드 서치를 통해 얻은 풍속 WS 과 풍향 WD 에 정규 분포를 따르는 백색 소음을 유입류에 식 2.31과 같이 부여 하였다.

$$\begin{aligned} WS &= \mu_{WS} + \epsilon_{WS}, \quad \epsilon_{WS} \sim N(0, \sigma_{WS}) \\ WD &= \mu_{WD} + \epsilon_{WD}, \quad \epsilon_{WD} \sim N(0, \sigma_{WD}) \end{aligned} \quad (2.31)$$

여기서 μ_{WS}, μ_{WD} 는 Hornsrev 풍력 단지의 경우 8 m/s, 270° 일 때 $\sigma_{WS} = 0.2$, $\sigma_{WD} = 7$, 8 m/s, 221° 일 때는 $\sigma_{WS} = 0.3$, $\sigma_{WD} = 4$ 로 주었다. μ_{WS} , Lillgrund 풍력 단지의 경우 μ_{WD} 는 각각 9 m/s, 221.6°이며, 이 때 $\sigma_{WS} = 4$, $\sigma_{WD} = 7$ 로 주었다.

그림 2.21-2.23에 일점쇄선으로 표현한 값이 정규 분포를 고려하여 예측한 값 이다. 3번째 풍력 발전기 부터의 예측 정확도가 크게 상승하여 측정값과 유사한 결과를 얻는 것을 확인 할 수 있다.

그림 2.24은 Horns Rev 풍력 발전 단지의 E행 풍력 발전기들의 출력 값을 나타낸 그림으로, 각 선에 대한 의미는 앞서 기술한 것과 일치한다. Horns Rev 의 경우, 풍력 발전기간의 거리가 7D로 충분히 멀기 때문에 2번째 풍력 발전기의 출력 값도 정확하게 예측하는 것을 확인 할 수 있다. 하지만 Lillgrund의 경우와 같이 불확실성에 의해 후방 로터들의 예측 정확도가 크게 떨어지는 것을 확인 할 수 있다. 앞과 같은 방식으로, 풍속과 풍향에 정규 분포를 고려하여 예측 정확도를 실제값과 유사하게 예측 할 수 있었다.

풍속과 풍향이 불확실성 저감에 미치는 영향을 파악하기 위해 풍속에 대해서만

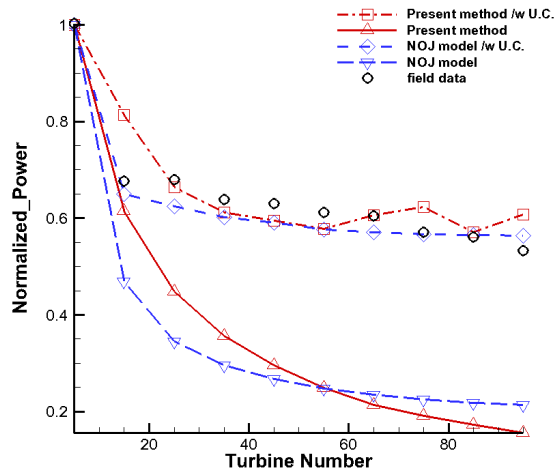


그림 2.24: Horns Rev 풍력 발전 단지 로터들의 정규화 된 출력(Case 1)

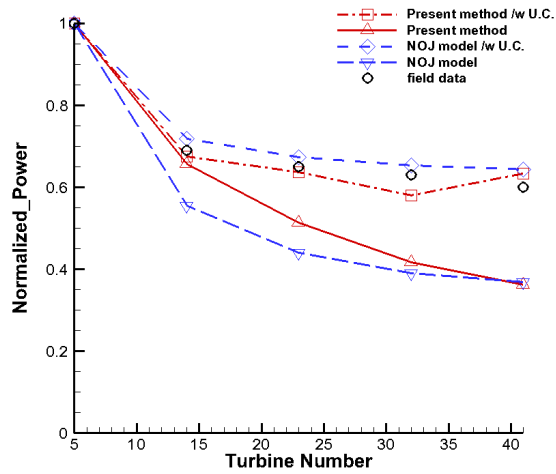


그림 2.25: Horns Rev 풍력 발전 단지 로터들의 정규화 된 출력(Case 2)

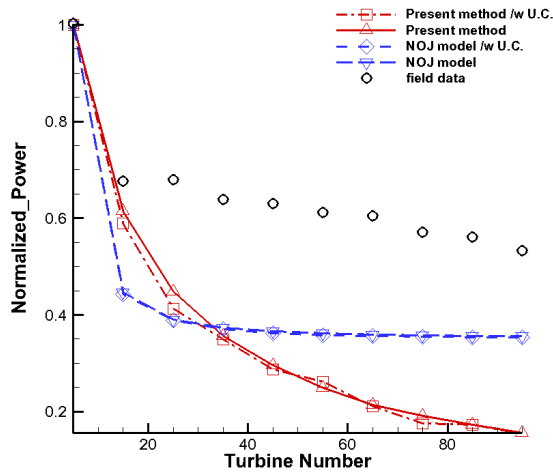


그림 2.26: 백색소음으로 풍속만 고려 하였을 경우

백색소음을 부여한 경우와 풍향에 대해서만 백색 소음을 부여한 경우를 비교하였다. Horns Rev 풍력 발전 단지에 풍향이 270° 인 경우를 사용하였으며, 다른 조건은 앞에서 도시한 바와 같다.

그림 2.26와 2.27을 보면 풍속이 불확실성 저감에 미치는 영향은 미미하며 풍향이 불확실성 저감에 미치는 영향이 상당히 큰 것을 확인 할 수 있다. 이는 대형 풍력 단지의 경우 풍향의 미세한 변화로도 하류 방향의 풍력 발전기가 앞선 로터의 후류 중심에서 상당히 벗어나게 되기 때문이다. 따라서 불확실성 저감을 위해 풍속 뿐만아니라, 정확한 풍향에 관한 장기간 측정 데이터도 필요 하다.

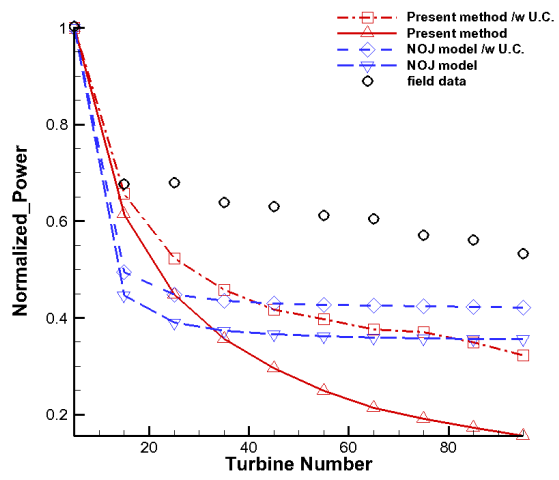


그림 2.27: 백색소음으로 풍향만 고려 하였을 경우

제 3 장 최적 설계 기법

본 장에서는 앞서 기술한 단일 풍력 발전기의 공력 및 소음 해석 기법과 로터-후류 상호 간섭을 고려한 풍력 발전 단지 유동 해석 기법을 이용하여 단지 최적 설계를 수행 하였다. 풍력 발전 단지 최적 설계에서 고려 가능한 설계 변수로는 풍력 발전기 배치, 풍력 발전기 모델, 각 로터의 타워 높이 등이 있다. 로터의 타워 높이 변수의 경우, 이를 높일수록 양질의 바람 자원을 사용할 수 있게 되며, 타워 높이의 편차를 이용해 각 로터간의 후류 영향을 줄일 수 있다는 장점이 있다.[44] 하지만 타워 높이가 높아질수록 풍력 발전기 전체 무게가 증가 하게 되고 이는 피로 하중 증가를 야기하기 때문에, 풍력 발전기 유지 보수비용 등이 증가하게 된다.[45] 또한 다양한 타워 크기와 풍력 발전기를 설치할 경우 추가적인 인적, 물적 자원을 필요로 하므로 기반 비용이 증가하게 된다. 따라서 과도한 유지 보수비용 및 기반 비용의 증가를 피하기 위하여, 본 논문에서는 풍력 발전기의 배치를 유일한 설계 변수로 고려하였다.

본 논문에서 다양한 모듈들을 고려하기 위한 최적 설계 플랫폼으로 EU의 TOPFARM 프로젝트에서 개발된 TOPFARM 플랫폼을 사용하였다.[46, 47, 48, 49] TOPFARM은 NASA의 다중 목적 함수 최적화를 위한 고성능 컴퓨팅 플랫폼인 OpenMDAO(Open-source Multidisciplinary Design Analysis and Optimization)와 FUSED-Wind 라이브러리(Framework for Unified Systems Engineering and Design of Wind Plants), 덴마크 공학 대학(Technical University of Den-

mark)에서 개발한 풍력 발전 단지 최적화 도구로써, 풍력 발전기의 공력 성능뿐만 아니라, 단지에 작용하는 하중 및 다양한 비용 함수들을 고려하여 최적의 경제성을 갖는 풍력 발전 단지 설계안을 도출 할 수 있는 플랫폼이다. 본 논문에서는 앞서 기술한 풍력 발전 단지 유동 해석 모델과 TOPFARM을 연동하여 연간 에너지 생산량(Annual Energy Production, AEP)과 기반 비용, 전력망 비용 등을 고려한 풍력 발전 단지 배치 최적 설계를 수행 하였다.

그림 3.2는 전체 최적 설계 과정에 대한 순서도를 나타낸 것이다. 풍력 발전기 초기 배치형상과 풍향 자원 데이터 등이 입력값으로 사용된다. UVLM 모델에서 계산된 단일 로터의 풍속에 따른 추력 계수와 출력 값이 GCL 모델의 입력값으로 사용 되며, 이를 이용해 m 번 풍력 발전기에 유입 되는 속도 U_m 이 산출 되어 연간 에너지 생산량과 관측 지점에서의 소음도가 계산 된다. 또한 함께 계산된 다양한 비용 함수들을 이용하여 목적함수가 구해지게 되고, 최적 설계 알고리즘을 이용하여 최적해로 수렴 할 때 까지 과정이 반복 된다.

3.1 최적 설계 알고리즘

전통적인 최적 설계 기법인 선형 계획법(linear programming), 비선형 계획법(non-linear programming), 동적 계획법(dynamic programming) 등은 방대한 양의 메모리 필요로 하며, 비 볼록형 함수 최적화 문제(non-convex optimization)의 경우 국부 최적 해(local optimal solution)로의 수렴 가능성 등의 단점을 가진다. 비 볼록형 함수 최적화 문제를 위해 개발된 휴리스틱 알고리즘(heuristic algorithm)은 자연 현상의 질서와 무작위성을 모방해 국부 최적 해 수렴 문제를 해결하려 하였으며, 대표적으로 담금질 기법(simulated annealing), 타부 탐색(tabu

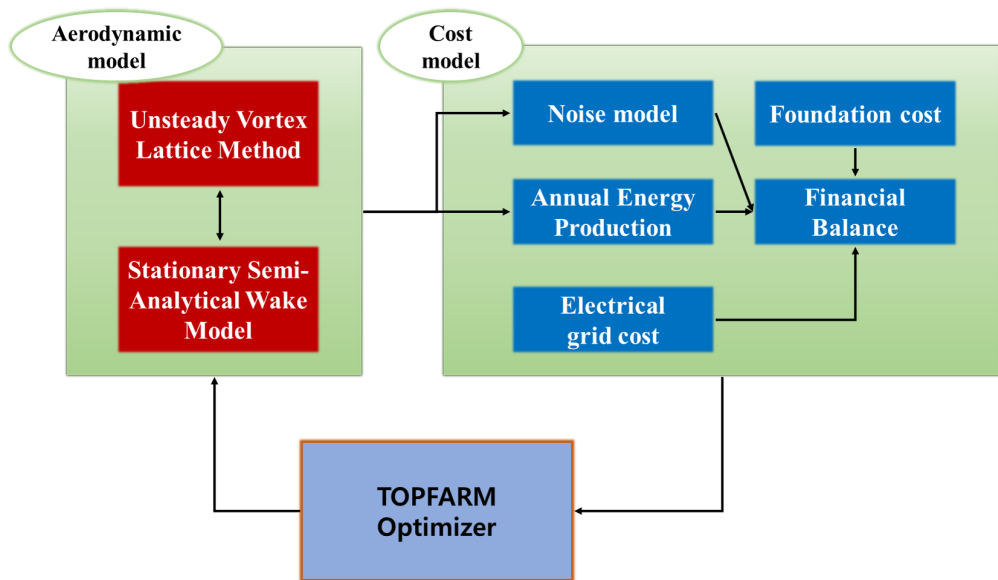


그림 3.1: 풍력 발전 단지 최적 설계 모듈 구성도

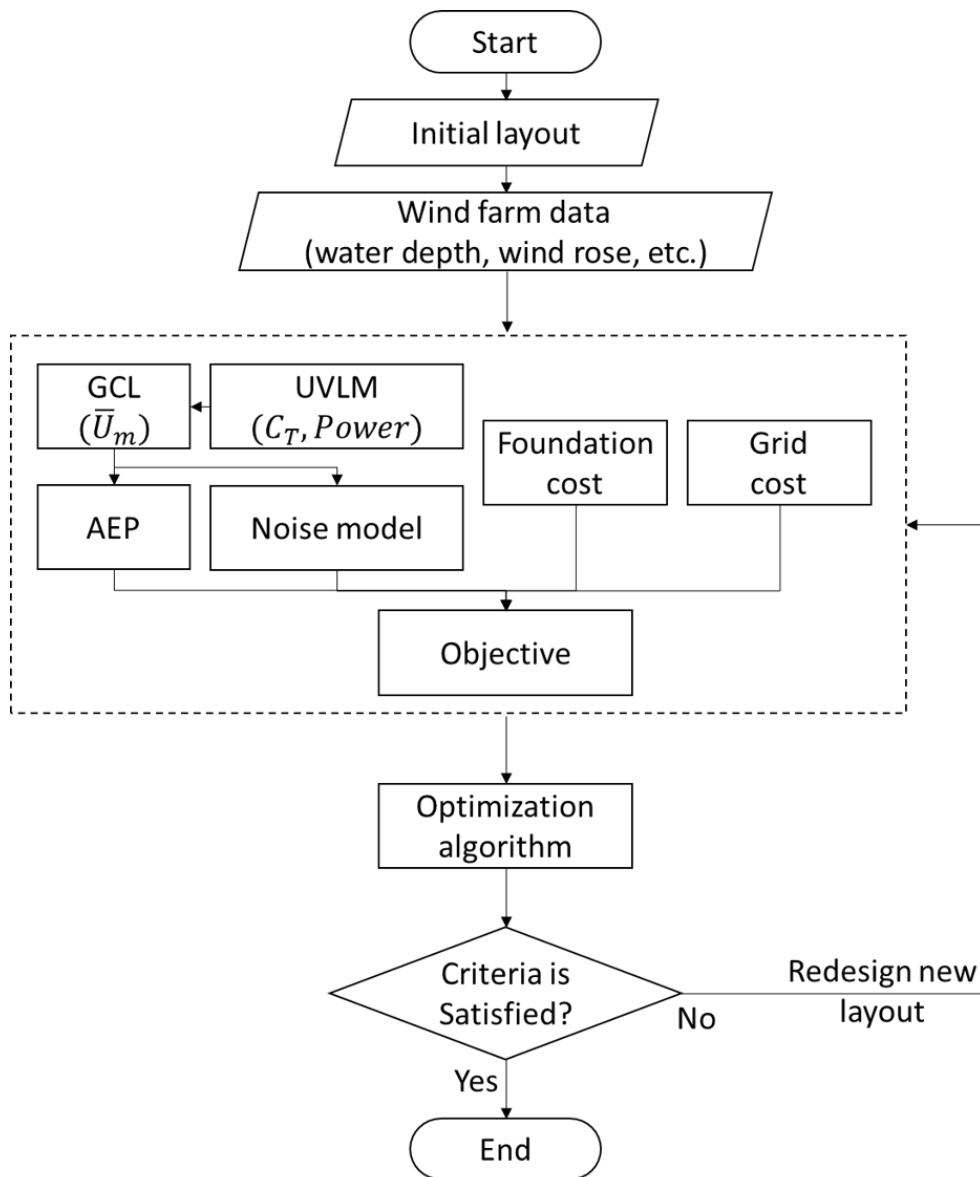


그림 3.2: 최적 설계 플랫폼 순서도

search), 유전자 알고리즘(genetic algorithm) 등이 있다. 본 논문에서는 순차적 이차 함수 최적화 방법(Sequential Quadratic Programming, SQP), 선형 근사에 의한 제한된 최적 설계 방법(Constrained Optimization BY Linear Approximation, COBYLA), 비우위 정렬 진화 알고리즘 2(Non-dominated Sorting Genetic Algorithm 2, NSGA2), 증강 라그랑주 화음 탐색 법(Augmented Lagrangian Harmony Search Optimzer, ALHSO)을 사용하여 가상의 풍력 단지 최적 설계를 통해 성능을 비교하였다.

3.1.1 순차 2차 계획법

SQP는 제한 조건(Constraint)이 있는 비선형 최적 설계 문제(Nonlinear Optimization Problem, NLP)의 수치 해법을 구하는데 유용한 기법이다.

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && f(x) \\
 & \text{over} && x \in \mathbb{R}^n \\
 & \text{subject to} && h(x) = 0 \\
 & && g(x) \leq 0 \\
 & \text{where} && f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, h : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m, g : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^p
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

f 는 목적 함수, h 와 g 는 각각 등식 구속 조건, 부등식 구속 조건이다.

f 가 선형 또는 2차 함수이고 제한 조건 함수(Constrain function) h 와 g 가 아핀 변환(affine)일 때, 위의 NLP 식 3.1는 선형과 이차 계획법 문제를 포함 한다.

SQP는 이차 계획법(Quadratic Programming, QP)의 하위 방법으로, 순차적으로 주어진 반복 x^k , $k \in \mathbb{N}_0$ 에 대하여 각각 NLP를 모델링해 QP 하위 문제로 만든다. 이 QP 하위 문제를 해결한 후, 구한 해를 사용하여 새로운 반복 x^{k+1}

에서의 QP 하위 문제를 다시 생성하는 반복 프로시저이다. 이 구성은 배열 (x^k) 가 $k \rightarrow \infty$ 일 때, (x^k) 반복에서 구한 QP 하위 문제의 해가 NLP 식 3.1의 국부 최소값 x^* 에 수렴하는 것이 증명되어 있다.[50] 이러한 SQP의 접근 방식은 방정식의 비선형 대수 체계의 수치적 해법을 위한 Newton 및 quasi-Newton 방법과 유사하다고 볼 수 있다. 그러나 구속 조건이 있는 문제의 경우, SQP 방법의 분석과 구현이 훨씬 더 복잡하게 된다. 제한 조건이 있는 NLP를 위한 SQP 방법은 Newton 방법에 문제의 1차 최적 조건 또는 Karush-Kuhn-Tucker(KKT) 조건에 적용하는 것과 동일하다고 해석할 수 있다.

3.1.2 선형 근사에 의한 제한된 최적 설계

COBYLA는 선형 근사법을 사용하는 Powell[51]의 비선형 미분 자유 제약 최적화를 구현한 것이다. 이 기법은 목적 함수와 구속 조건 함수에 대한 선형 근사를 사용하는 순차 신뢰-구간 알고리즘(sequential trust-region algorithm)이다. 구속 조건이 있는 최적화 문제를 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && F(\underline{x}), \underline{x} \in \mathbb{R}^n \\ & \text{subject to} && c_i(\underline{x}) \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \tag{3.2}$$

여기서 F 는 목적함수, c_i 는 각 구속조건을 의미한다. 기존의 선형 최적화 방법론을 활용하기 위하여 최적화 목적 함수와 구속 조건은 다음과 같이 선형 근사해를 이용한다.

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && \hat{F}(\underline{x}), \quad \underline{x} \in \mathbb{R}^n \\ & \text{subject to} && \hat{c}_i(\underline{x}) \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \tag{3.3}$$

매 반복에서는 변수 공간 \mathbb{R}^n 에서 $n + 1$ 개의 점을 선택해 구성된 정방형 단신 (regular-shaped simplex)을 구성하고, 이를 최적화 해가 될 가능성이 있는 영역으로 생각한다. 이 때, 단신의 각 꼭지점(vertices)은 꼭지점이 구성하는 볼록 선체 (convex hull)의 부피(volume)이 양수이며, 비축퇴 조건(nondegeneracy condition)을 만족해야 한다. COBYLA는 이러한 단신 내의 점들이 최적해에 가까운 값을 가지도록 단신의 크기를 줄일 수 있는 적절한 꼭지점을 매 반복마다 찾는 방법으로 최적화 해를 구하는 방법이다. 구속 조건이 있는 최적화 문제에서 단신의 모양(shape)을 향상시킬 수 있는 꼭지점을 찾기 위하여, 여기서는 다음과 같이 변수 공간의 모든 점에 대하여 구속 조건을 고려해 목적 함수 값의 향상 정도를 잴 수 있는 척도 함수를 제안하고 있다.

$$\hat{\Phi}(\underline{x}) = \hat{F}(\underline{x}) + \mu[\max\{-\hat{c}_i(\underline{x}) : i = 1, 2, \dots, m\}]_+, \quad \underline{x} \in \mathbb{R}^n \quad (3.4)$$

이 척도 함수를 기준으로, 변수 공간의 두 점을 비교할 때, $\underline{x} \in \mathbb{R}^n$ 가 $\underline{y} \in \mathbb{R}^n$ 보다 좋다고 판단하기 위한 필요 충분 조건은 $\Phi(\underline{x}) < \Phi(\underline{y})$ 이다. 이러한 판단 기준 하에서, 현 반복에서의 각 꼭지점은 가장 좋은 점 $\underline{x}^{(0)}$, 즉 위의 척도 함수가 가장 낮은 점부터 척도 함수가 가장 높은 점 $\underline{x}^{(n)}$ 순으로 정렬할 수 있다. 이 때, $\underline{x}^{(0)}$ 를 중심으로 신뢰 구간을 생각하면, 처음의 문제를 해당 구간 내의 점으로 식 (6)의 문제를 최소화 하는 것으로 바꿀 수 있다. 이를 통해 구한 해를 $\underline{x}^{(*)}$ 라 하겠다. 이 해가 충분히 좋은 성능의 최적해가 아닐 경우, 알고리즘은 이를 단신의 꼭지점 중 $\underline{x}^{(0)}$ 과 바꾸어 단신의 모양을 좋게 바꾸고 위의 과정을 반복하여 최적해를 찾게 된다.

3.1.3 비우위 정렬 진화 알고리즘 2

NSGA2는 NSGA[52]를 개선한 알고리즘으로, 자동 보정 반복(automatic calibration routine)이 사용된 다중 목적 함수 최적 설계 알고리즘이다.[53, 54] NSGA2는 최적 해를 찾기 위해 빠른 Pareto 우성과 최적(Pareto dominance and optimality)에 기반 한 비우위 정렬 기법을 사용하였다. 이런 접근법은 아래와 같은 다중 목적 함수의 최소화 문제로 나타난다.[55]

$$\begin{aligned} \text{minimize} \quad & f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)) \\ \text{subject to} \quad & g(x) = (g_1(x), g_2(x), \dots, g_n(x)) \leq 0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

$f(x)$ 는 벡터값 함수(vector valued function)이고 x 는 결정 벡터(decision vector), $g(x)$ 는 구속 조건 벡터이다. a 가 b 를 지배할 때, 결정 벡터 a 와 b 는 다음과 같이 나타난다.

$$\begin{aligned} \text{iff } \forall i \in \{1, 2, \dots, n\} : f_i(a) \leq f_i(b) \text{ and} \\ \exists i \in \{1, 2, \dots, n\} : f_i(a) < f_i(b) \end{aligned} \quad (3.6)$$

탐색 공간 내에서 파레토 최적인 결정 벡터들의 집합이 파레토 최적 선을(Pareto optimal front) 형성 한다. NSGA2는 모집단 기반 기법이기에 때문에 잠재적 해(portential solution)의 모집단 P_0 의 임의 세대로 시작한다. 모집단의 크기가 N 인 Pareto 우성에 대한 검사가 이루어지며 각 해에 대해 비우위 수준(non-domination level)과 같은 적합도 값이 할당 된다. 비우위 정렬 기법은 적합도를 사용하여 해의 순위를 부여하고 이를 다른 선에 할당한다. 첫 번째 선은 다른 모든 선의 우성해를 포함하게 된다. 모집단과 같은 크기의 자손 개체군 Q_0 는 이진 토너먼트(binary tournament) 선택에 기반 한 재조합과 돌연변이 연산자를 사용하여

변형을 유도함으로써 만들어진다. 초기 세대 후의 최적화 절차는 현재 모집단을 이전에 확인 된 비우위 해와 비교하는 과정을 포함한다. j 번째 세대의 전체 절차는 다음과 같이 설명할 수 있다.[54]

1. 모집단($P_j = P_0$)와 자손집단($Q_j = Q_0$)을 결합하여 크기가 $2N$ 인 R_j 를 만든다.
2. $i = 1, 2, \dots, l$ 인 경우, 서로 다른 선 F_i 를 식별하기 위해 R_j 에 비우위 정렬을 수행하고 수렴조건을 만족하면 계산을 끝낸다.
3. 후속 비우위 선(F_1, F_2, \dots, F_l)에서 해를 선택하여 크기가 N 인 P_{j+1} 을 만든다.
4. P_{j+1} 에서 수행한 군집 비교 연산 (crowding-comparison), 교차, 돌연변이에 기반 한 이진 토너먼트 선택을 사용하여 크기 N 의 Q_{j+1} 을 만든다.
5. 수렴 조건이 충족 될 때까지 1-4 단계를 반복 한다.

3.1.4 증강 라그랑주 화음 탐색 법

ALSHO는 다른 휴리스틱 기법보다 더 작은 반복 횟수로 더 정확한 최적 해를 찾기 위해 제안된 기법이다.[56] 화음 탐색 법(Harmony Search)은 화음이라는 음악 현상에서 영감을 얻어 만들어진 알고리즘이다. 화음은 다른 주파수 성분을 갖는 음파들 사이의 관계이며, 여러 종류의 음이 조합되면 불협화음이 될 수도 있고, 미적 관점에서 적당히 아름다운 화음(local optimum)이 될 수도 있다. 화음 탐색 법은 연습(iteration)을 통해 점차 불협화음을 줄여나가고 가장 아름다운 화음(global optimum)을 찾는 방법이다.[57]

화음 탐색 법은 유전자 알고리즘과 같은 군 탐색을 하는 방법이다. 즉 최적화

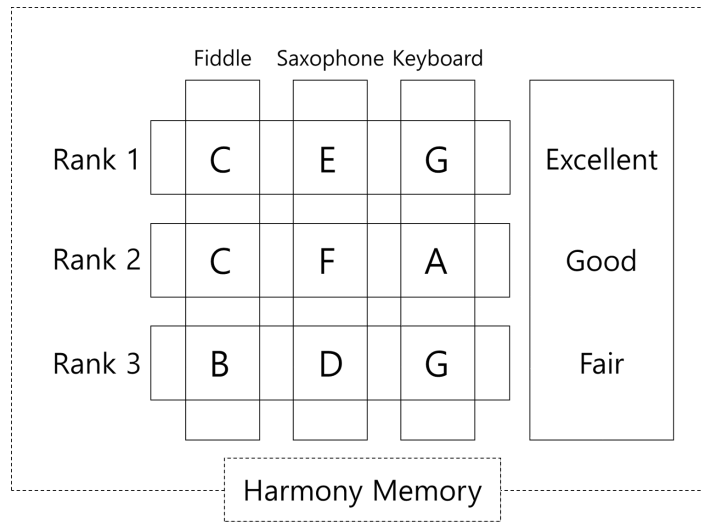


그림 3.3: 화음 탐색 법 구조

프로세스 동안 축적된 상당한 데이터가 새로 만들어지는 데이터에 영향을 미치는 것이다. 이와 동시에 타부 탐색의 특징인 과거 데이터 축적과, 적당히 좋은 범위의 해들을 저장 하는 담금질 기법의 특성을 가지고 있다.

화음 탐색 법은 모든 이전 데이터가 새로운 데이터에 영향을 주기 때문에, 오직 부모세대의 영향만을 받는 유전자 알고리즘과는 데이터의 양적인 차이가 있다.

예시를 위해, 그림 3.3[56]에 화음 탐색 법 구조가 도시되어 있다. 피들, 색소폰, 키보드로 이루어진 3중주에서 임의의 화음인 (C,E,G),(C,F,A),(B,D,G)를 만들어 저장한다. 피들의 (C,C,B)중 C를 선택하고 색소폰의 (E,F,D)에서 D, 키보드의 (G,A,G)에서 A를 선택하여 새로운 화음인 (C,D,A)를 만든다. 새로 만들어진 화음이 기존의 화음 중 하나 보다 더 좋다면, 이를 저장하고 최악의 화음은 배제하며, 이러한 과정이 최적 해를 구할 때 까지 진행된다.

화음 탐색 법에서 주로 사용하는 인자는 3가지로 HM(harmony memory), HMCR(harmony memory considering rate), PAR(pitch adjusting rate)이며 HM은 최적화 데이터가 저장 되는 곳이다. HMCR은 새로운 화음을 HM에서 만들지, 전체 정의영역에서 무작위로 만들지를 정하는 확률로 유전자 알고리즘에서 돌연변이(mutation)과정과 흡사한 역할을 하고 있다. PAR은 좋은 화음을 만들기 위해 기존의 해와 이웃하는 값들을 고려하여 화음 탐색 법의 성능을 높이는 것으로, 악기의 음조(Pitch)를 조절하는 것에 착안한 인자이다.

구속 조건의 타당성(feasibility)을 보장하기 위한 방법은 KKT 최적 조건을 최적화 문제에 포함시키는 것이다. 이를 만족시키는 해를 찾기 위해 라그랑주 승수법(Lagrange multiplier method)을 포함한 primal-dual 기법을 사용하여 화음 탐색 법에 적용하였다.[58]

증강 라그랑주 기법(augmented Lagrange approach)은 명시적 구속조건에 대하여 라그랑주 승수 추정치를 목적 함수로 도입한 방법이다. KKT 조건을 사용한 라그랑주 함수는 다음과 같다.

$$\mathfrak{S}_l(\mathbf{x}_k, \lambda) = f(\mathbf{x}_k) + \sum_{j=1}^m \lambda_j g_j(\mathbf{x}_k) \quad (3.7)$$

f 는 목적 함수, j 는 j 번째 구속 조건의 라그랑주 승수이다.

증강 라그랑주 기법은 이차 함수 확장(quadratic function extension) θ 를 사용하여 다음과 같이 나타난다.[58, 59]

$$\mathfrak{S}_l(\mathbf{x}_k, \lambda, r_p) = f(\mathbf{x}_k) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \theta_j(\mathbf{x}_k) + \sum_{j=1}^m r_{p,j} \theta_j^2(\mathbf{x}_k) \quad (3.8)$$

$$\theta_j(\mathbf{x}_k) = \begin{cases} h_j(\mathbf{x}_k) & j = 1, \dots, m_e \\ \max[g_j(\mathbf{x}_k), \frac{-\lambda_j}{2r_{p,j}}] & j = 1, \dots, m_i \end{cases} \quad (3.9)$$

h 와 g 는 구속 조건 위배(constraint violation)이고 r_p 는 페널티 계수(penalty factor)이고 라그랑주 승수는 다음과 같이 업데이트 된다.

$$\lambda_j^{k+1} = \lambda_j^k + 2r_{p,j}^k \theta_j(\mathbf{x}_k) \quad (3.10)$$

3.2 비용 함수

본 논문에서 풍력 단지 최적 설계에 중요한 하부 인자들을 목적 함수로 구현하였다. 여기에는 연간 에너지 생산량(Annual Energy Production, AEP), 그리드 비용(electric grid cost)뿐만 아니라 기반 비용(foundation cost), 금융 균형(financial balance), 에너지 판매량(energy production sales)등 경제적 지표들도 포함된다. 풍력 발전 단지 최적설계에 경제 지표들을 반영함으로써, 정부 산업체와 같은 운영자들이 단지 개발 및 운영 작업을 보다 정량적으로 판단할 수 있게 하였다.[60]

3.2.1 연간 에너지 생산량

연간 에너지 생산량은 n 개의 운용 가능 풍속 범위와 그에 따른 m 개의 터빈에서 발생하는 출력(power)의 확률 밀도 함수(probability density function)를 이용하여 얻을 수 있고 풍력 발전기가 24시간 365일 가동 된다고 가정할 때, 다음과 같이 나타난다.

$$AEP = 365 \times 24hr \times \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij}(U) Power_{ij}(U) \quad (3.11)$$

3.2.2 재정비용

재정비용(Financial cost)는 풍력 발전 단지 총 투자 비용 C 를 의미하며 아래와 같이 표현된다.[60]

$$C = CF + CI + CT + CE \quad (3.12)$$

CF 는 기초 비용(foundation cost), CI 는 기반 비용(installation cost), CT 는 토목 공학으로 산정한 인프라 구조물 비용, CE 는 전기 인프라 구조물 비용이다. 육상 풍력 발전 단지에서 CI 는 풍력 발전 단지의 지정학적 위치와 개별 풍력 발전기 위치의 접근성에 기반 한 변수이다. 해상 풍력 발전 단지에서는 수심에 기반 한다. 본 논문의 최적 설계 과정에서 CI 는 상수로 설정하였다. 육상 풍력 발전 단지에서는 지면이 평평하고 지형이 균질하며, 해상 풍력 발전 단지에서는 수심이 다양하게 분포하고 있어, 결과적으로 모든 설치 가능한 위치에서 동일한 설치 장비와 인적 자원이 필요하기 때문이다.

3.2.3 재정 균형

재정 균형(Financial Balance, FB)은 1년 단위의 두 가지 금융 파라미터들로 구성되어 있다. 물가 상승비(inflation) r_i 와 풍력 단지 운영자가 갚아야하는 대출 금리 r_c 이다. 금융 균형 목적 함수는 다음과 같이 구성된다.[60]

$$FB = WP_n - C \left(1 + \left(\frac{r_c - r_i}{n_L} \right) \right)^{Xn_L} \quad (3.13)$$

WP_n 은 총 에너지 생산량, C 는 풍력 발전 단지에 투자된 총 비용, n_L 은 1년 동안 대출 금리를 지불해야 하는 횟수, X 는 풍력 단지 예상 수명이다. 총 에너지 생산량은 아래와 같이 정의된다.

$$WP_n = WP - CD - CM \quad (3.14)$$

WP 는 풍력 발전 단지 수명 동안 생산하는 총 에너지이며, CD 는 피로하중 등에 의해 발생하는 누적 풍력 단지 가치 하락 값이며, CM 은 전체 유지 보수 비용이다. 또한, 풍력 발전 단지 총 투자비용 C 는 아래와 같이 정의된다.

$$C = CF + CG \quad (3.15)$$

CF 는 풍력 발전 단지 설치 기반 비용, CG 는 전력망 케이블과 같은 전기 하부 구조물 비용이다.

3.2.4 기반 비용

풍력 발전 단지의 풍력 발전기 기반 비용(foundation cost)은 다음과 같이 정의된다.[60]

$$CF = \sum_{i=0}^{n_{WT}} CT_i(x_i, y_i) \quad (3.16)$$

CT_i 는 i 번째 풍력 발전기의 기반 비용을 의미하고, (x_i, y_i) 는 i 번째 풍력 발전기의 직교좌표계 격자상의 위치를 나타내고, n_{WT} 는 풍력 발전 단지에 설치된

풍력 발전기의 개수이다. 이와 같이, 기반 비용 함수는 개별 풍력 발전기의 설치 단가에 의해 결정된다. 본 논문에서는 풍력 발전기가 설치될 해상의 수심(m)만을 고려하여 기반 비용 함수를 정의하였다. 해상 풍력 발전기의 기반 비용은 아래와 같은 수심에 관한 선형 함수로 나타낼 수 있다.

$$CT_i(x_i, y_i) = CT_r + \Delta h(x_i, y_i)CT_g \quad (3.17)$$

기준 기반 비용인 CT_r 은 수심 8미터에서의 풍력 발전기 비용의 20%로 설정되었고, 함수의 기울기 값인 CT_g 는 풍력 발전기 비용의 2%로 설정하였다. $\Delta h(x_i, y_i)$ 는 (x_i, y_i) 에서의 수심이다.

3.2.5 전력 그리드 비용

전력 하부 구조물 비용인 전력 그리드 비용은 아래와 같이 모델링 하였다.[60]

$$CG = \int_{\Gamma} c(x, y) ds \quad (3.18)$$

$c(x, y)$ 는 1미터 당 케이블 비용, Γ 는 모든 풍력 발전기를 연결할 수 있는 최소 길이의 케이블 궤적, ds 는 궤적의 무한소 곡선 요소이다. 각 풍력 발전기 간 케이블 연결은 방법은 그림 3.4에 나타나있다. 먼저 각 개별 풍력 발전기에서 가장 가까이 위치한 풍력 발전기를 연결하여 소그룹을 구성하고(1 단계), 각 그룹에서 가장 가까이 위치한 풍력 발전기를 연결하여 모든 풍력 발전기가 하나의 전력망에 연동되도록 한다(2 단계).

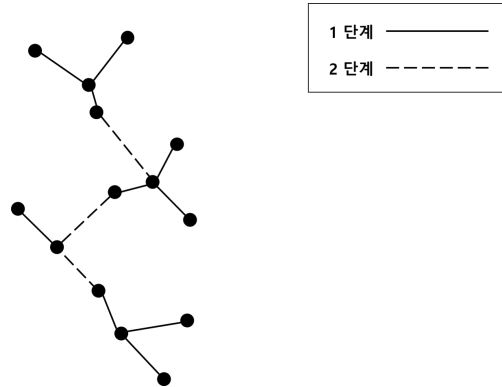


그림 3.4: 전력망 구성 알고리즘

3.2.6 풍력 발전 단지 소음

풍력 발전 단지에서 발생 하는 소음은 또 다 환경문제의 하나로 대두되어 불쾌감을 호소하는 사람들이 이에 대한 보상을 요구함으로써 풍력 발전 단지 운영자에게 재정적인 부담이 가해지고 있다. 그러므로 풍력 발전 단지에서 발생하는 소음을 정량화 하여 단지 설계에 고려하고자 한다.

본 논문에서 Brooks등에 의해 제안된 반 경험식(Semi-empirical method)과[61] Lowson이 제안한 소음 모델[62]을 사용하였다.

난류경계층 뒷전 소음

Williams와 Hall의 결과에 기반 한 익형 자체 소음 중 난류경계층 뒷전 소음(turbulent boundary layer trailing edge noise, TBLTE)은 다음과 같다.

$$SPL_{TBLTE} = 10 \log(10^{SPL_{\alpha}/10} + 10^{SPL_p/10} + 10^{SPL_s/10}) \quad (3.19)$$

SPL_α 는 박리와 실속에 의한 소음 성분이고, SPL_p 익형의 압력면(pressure side)의 소음 성분, SPL_s 는 익형의 흡입면(suction side)의 소음 성분이다. 각각의 소음 성분은 아래와 같이 나타난다.

$$SPL_\alpha = 10 \log \left(\frac{\delta_s^* M^5 \Delta s \overline{D}_h}{r^2} \right) + G_B \left(\frac{St_s}{St_2} \right) + K_5 \quad (3.20)$$

$$SPL_s = 10 \log \left(\frac{\delta_s^* M^5 \Delta s \overline{D}_h}{r^2} \right) + G_A \left(\frac{St_s}{St_1} \right) + (K_6 - 3) \quad (3.21)$$

$$SPL_p = 10 \log \left(\frac{\delta_p^* M^5 \Delta s \overline{D}_h}{r^2} \right) + G_A \left(\frac{St_p}{St_1} \right) + (K_6 - 3) \quad (3.22)$$

Strouhal 수(St)는 다음과 같이 정의된다.

$$St_s = \frac{f \delta_s^*}{U} \text{ and } St_p = \frac{f \delta_p^*}{U} \quad (3.23)$$

고 주파수 소음의 지향성(directionality)은 아래와 같이 정의된다.

$$\overline{D}_h = \frac{2 \sin^2 \left(\frac{\theta}{2} \right) \sin^2 \psi}{(1 + M \cos \theta)[1 + (M - M_c \cos \theta)]^2} \quad (3.24)$$

Strouhal 수의 극값은 다음과 같다.

$$St_1 = 0.02 M^{-0.6} \quad (3.25)$$

$$St_2 = St_1 \times \begin{cases} 1 & (\alpha < 1.33^\circ) \\ 10^{0.0054(\alpha-1.33)^2} & (1.33^\circ < \alpha < 12.5^\circ) \\ 4.72 & (\alpha > 12.5^\circ) \end{cases} \quad (3.26)$$

난류 유입 소음

난류 유입 소음(Turbulent inflow noise)는 Amiet 모델[63]에 기반 한 반 경험 식으로 Lowson이 풍력 발전기 해석을 위해 수정하였다. 난류 유입 소음의 특성은 난류 길이 스케일(turbulent length scale)에 의해 결정 된다. 난류 길이 스케일이 큰 경우나 저 주파수 대역에서, 이중극 소음 소스는 마하수의 6제곱에 비례하여 방사된다. 난류 길이 스케일이 작은 경우나 고 주파수 대역에서는 사중극 소음 소스가 마하수의 5제곱에 비례하여 방사된다. 난류 유입 소음은 아래와 같이 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} SPL_{inflow} &= SPL_{inflow}^H + 10 \log \left(\frac{LFC}{1+LFC} \right) \\ SPL_{inflow}^H &= 10 \log \left(\frac{\rho_0^2 c_0^2 l L}{2r_e^2} M^3 u^2 I^2 \frac{K^3}{(1+K)^{7/3}} \bar{D}_l \right) + 8.4 \\ LFC &= 10 S^2 M K^2 \beta^{-2} \\ S^2 &= \left(\frac{2\pi K}{\beta^2} + \frac{1}{1+2.4K/\beta} \right)^{-1} \\ K &= \frac{\pi f c}{U} \\ \beta^2 &= 1 - M^2 \end{aligned} \quad (3.27)$$

3.3 풍력 발전 단지 최적 설계 절차

3.3.1 풍력 발전 단지 정보 수집

풍력 발전 단지 최적 설계를 위해서는 베이스라인의 위치 및 설치 가능 구역에 관한 정보, 개별 풍력 발전기의 형상 정보, 설치 장소의 풍향 자원 정보, 해상 풍력 발전 단지의 경우 설치 장소의 수심 정보가 필요하다. 또한 비용 함수에 사용되는 시설물의 가격 등이 추가로 요구된다. 본 논문에서는 풍력 발전 단지 최적 설계 수행을 위해 실제로 운영되고 있는 영국의 Stags Holt와 Coldham 풍력 발전 단지와 제주 서해상에 설치 중인 제주 탐라 해상 풍력 단지의 정보를 사용 했다.

3.3.2 풍력 발전 단지 지형 정보 데이터화

풍력 발전 단지 지형 정보는 상기한 내용 중 베이스라인 위치 및 설치 가능 구역, 수심 정보 이다. 그림 3.5의 좌측 그림과 같이 수심 데이터 및 베이스라인 정보와 설치 경계에 관한 정보를 GIS 프로그램의 일종인 ArcGIS를 이용하여 추출 하고, 우측 그림과 같이 최적 설계 플랫폼 양식에 적합한 데이터로 변환하였다.

3.3.3 풍향 정보 수집

AEP 계산을 위한 풍향 정보는 SCADA 데이터나 기상 관측 자료를 토대로 Weibull 분포화 하여 사용 하였다. 풍향 정보의 Weibull 분포 식은 아래와 같다.

$$P(V) = \frac{k}{C} \left(\frac{V}{C} \right)^{k-1} e \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^k \right] \quad (3.28)$$

$P(V)$ 는 풍속 V 에 따른 확률 밀도 함수이고 C 는 형상 파라미터, k 는 스케일 파라미터이다.

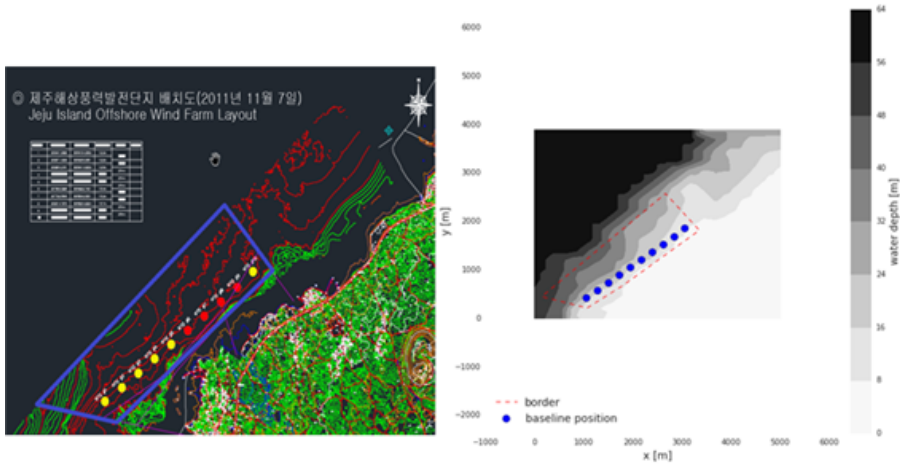


그림 3.5: 해상 풍력 단지 지형 정보 데이터화

3.3.4 최적 설계 기법 적용

먼저 풍력 발전기 블레이드의 형상 정보를 비정상 와류 격자기법을 이용하여 풍력 발전기의 풍속에 대한 출력 및 추력 데이터를 추출한다. 익형의 이차원 공력 테이블은 풍동 실험값 및 x-foil을 이용하여 계산하였다. 블레이드 경계면 위의 와류 격자 개수는 4개, 스펠방향으로 20개를 배치하여 계산을 수행하였다. 앞서 서술한 풍향 정보 데이터와 GCL 모델을 이용하여 풍력 발전 단지 전체 유동을 계산하고 각 풍력 발전기에서 생산되는 출력을 계산하였다. 또한 지형 정보 데이터와 풍력 발전기 하부 구조물의 제원을 이용하여 각종 비용 함수 계산을 수행 하고, 최적 설계 알고리즘을 이용하여 해당 계산을 반복 수행 하였다.

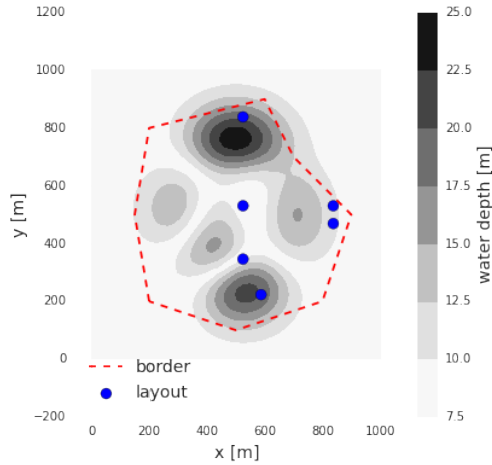


그림 3.6: 가상의 풍력 발전 단지 지형 정보 및 배치도

3.4 최적 설계 알고리즘 선택

앞서 서술한 여러 종류의 최적 설계 알고리즘의 성능을 평가하고 실제 풍력 발전 단지에 적용할 모델을 선택하기 위해, 가상의 풍력 발전 단지를 설정[48]하고 최적 설계를 수행하였다. 베이스라인 정보와 지형 데이터 등은 그림 3.6에 나타나 있다. 그레이스케일은 수심 정보를 나타내고 4-20 m 범위를 갖는다. 경계 구속 조건은 점선으로 표시되어 있다. 풍력 발전기는 2 MW급 Vestas V80 터빈 6개를 사용하였고 풍향 정보는 그림 3.7와 표 3.1에 나타나 있으며 풍향 0은 북쪽 방향을 가르킨다.

최적 설계 알고리즘은 앞서 기술한 SQP, COBYLA, NSGA2, ALHSO를 사용하였으며 목적 함수와 구속 조건은 표 3.2에 도시하였다.

min.dist는 풍력 발전기간 최소 이격 거리를 나타내고 D 는 로터의 지름을 의

표 3.1: 가상의 풍력 발전 단지 Weibull 바람장미 데이터

wind direction(°)	frequency	C	k
0	1.7234e-01	1.0700e+01	2.5200e+00
30	1.7435e-01	8.5000e+00	2.1800e+00
60	1.2137e-01	6.6000e+00	1.7600e+00
90	1.7450e-02	3.6000e+00	1.7800e+00
120	4.8990e-02	6.7000e+00	2.0200e+00
150	1.1020e-01	8.2000e+00	2.3100e+00
180	1.0190e-01	8.0000e+00	2.5700e+00
210	5.0910e-02	7.1000e+00	1.9800e+00
240	3.2340e-02	6.0000e+00	1.6600e+00
270	2.7250e-02	6.5000e+00	1.7700e+00
300	3.6230e-02	8.5000e+00	1.9900e+00
330	1.0688e-01	1.1700e+01	3.4200e+00

표 3.2: 가상의 풍력 발전 단지 최적 설계 목적 함수 및 구속 조건

	objective	constraints	optimization tool
case 1	-AEP	foundation cost<1.1 min.dist<2.4 <i>D</i> border	COBYLA, SQP NSGA2, ALHSO
case 2	foundation cost	AEP>1.0 min.dist<2.4 <i>D</i> border	COBYLA, SQP NSGA2, ALHSO
case 3	grid cost	foundation cost<1.1 min.dist<2.4 <i>D</i> border	COBYLA, SQP NSGA2, ALHSO
case 4	-AEP+0.4×grid cost	foundation cost<1.1 min.dist<2.4 <i>D</i> border	COBYLA, SQP NSGA2, ALHSO

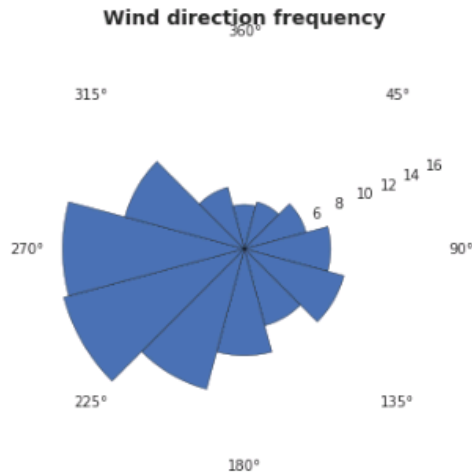


그림 3.7: 가상의 풍력 발전 단지 Weihull 바람 장미

미한다. 또한 border는 제한 경계를 벗어나지 않게 구속하는 조건이다. Case 1의 -AEP는 연간 에너지 생산량의 최대값, Case 2는 기반 비용의 최소값, Case 3는 그리드 비용의 최소값을 찾도록 설정하였다. Case 4는 연간 에너지 생산량의 최대값과 그리드 비용의 최소값의 최적점을 찾도록 하였으며, 연간 에너지 생산량에 가중치를 주기 위해 그리드 비용에 0.4의 가중치를 부여 하였다. 모든 최적 설계에 풍력 발전기간의 이격 거리, 경계 구속 조건을 부여 하였으며 각각의 경우에 알맞는 구속 조건을 추가로 부여하였다.

그림 3.8-3.15은 4가지 목적 함수를 4가지 최적 설계 알고리즘을 사용하여 구한 최적 해와 반복횟수에 따른 정규화 된 목적 함수를 이용하여 각 알고리즘의 수렴성을 도시한 그림이다. 반복 횟수를 제외하고 모든 변수들은 베이스라인의 값으로 나눠 정규화 된 값들이다. 그리드 비용이 목적 함수인 Case 3의 ALHSO 기법은 그

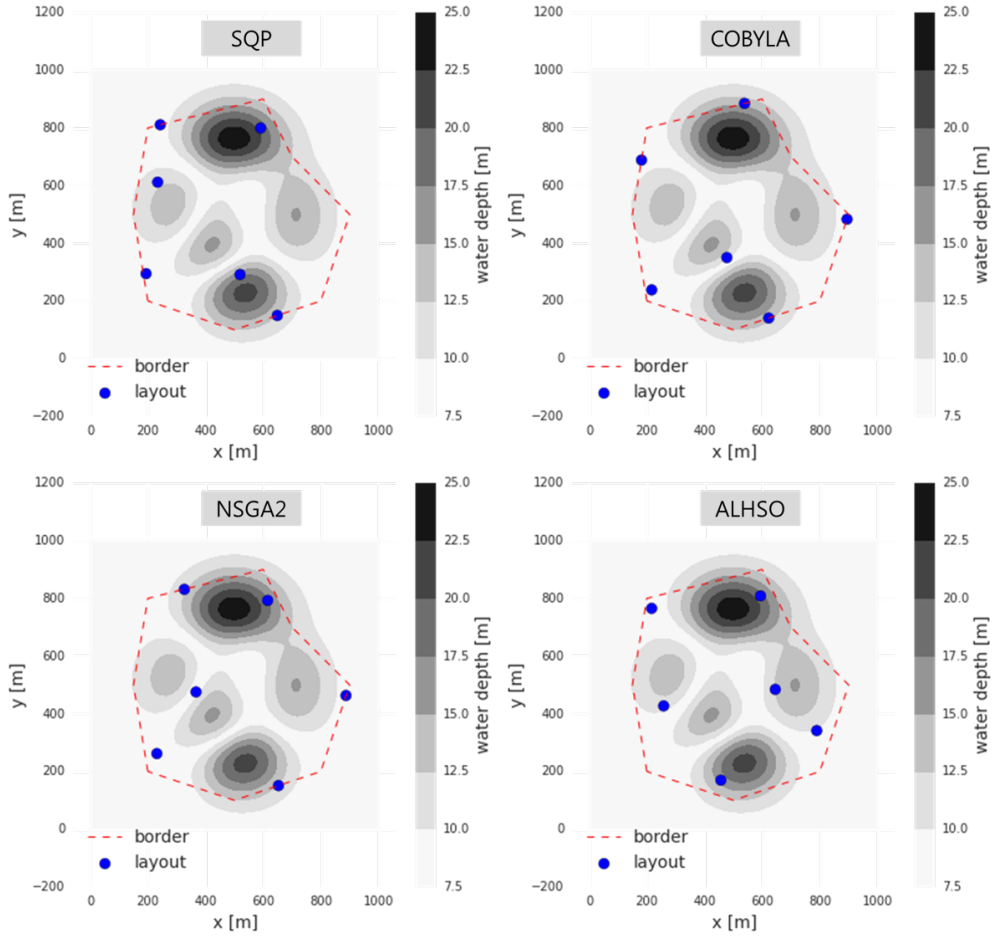


그림 3.8: 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 1)

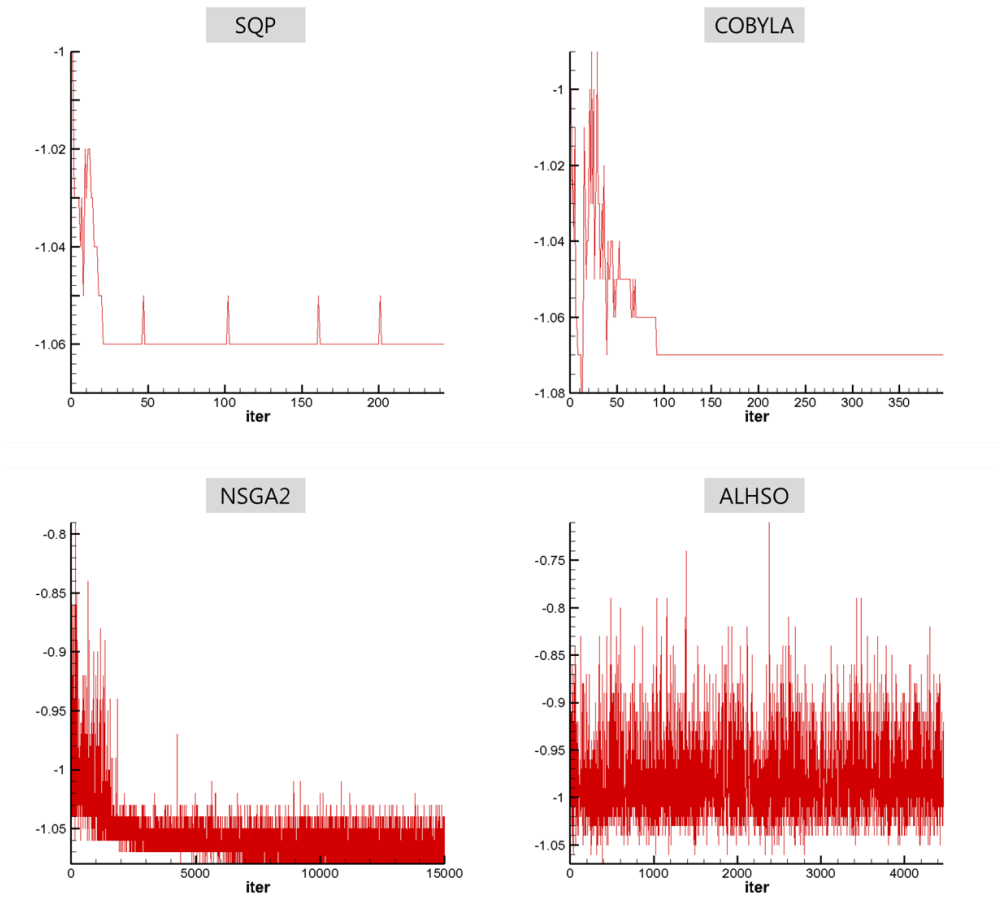


그림 3.9: 최적 설계 수렴 과정(Case 1)

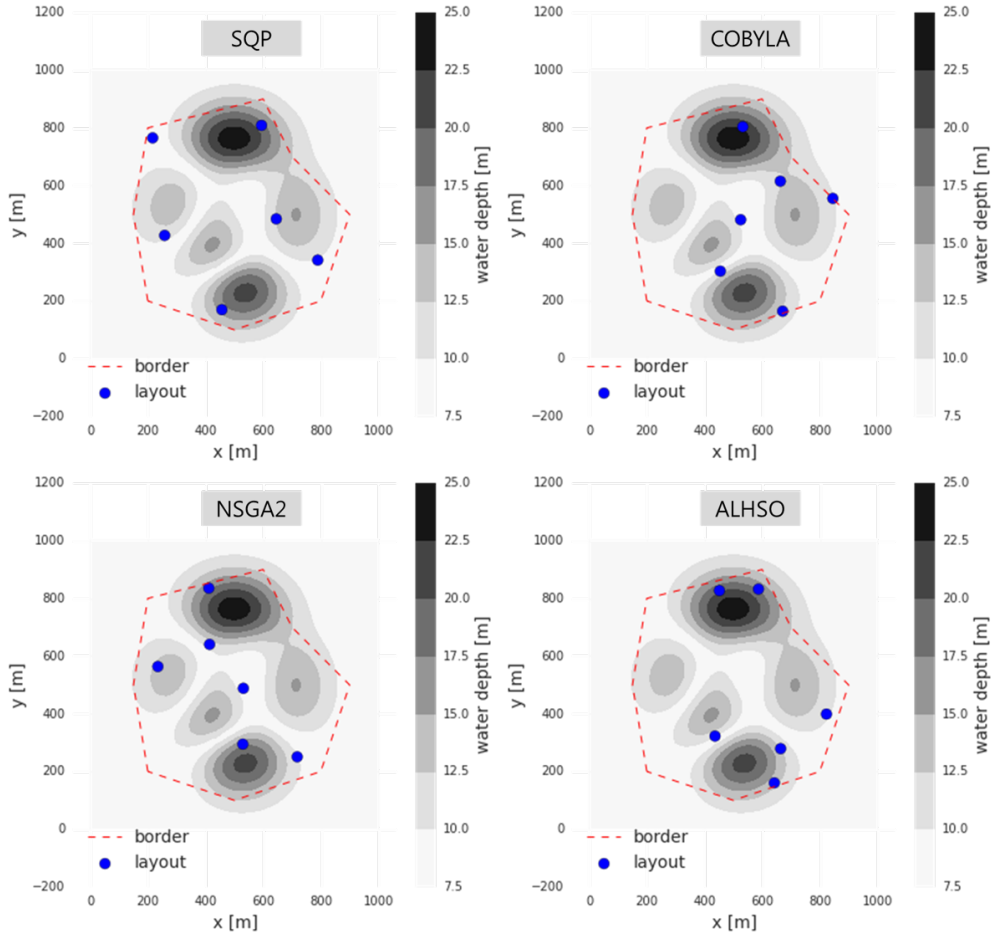


그림 3.10: 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 2)

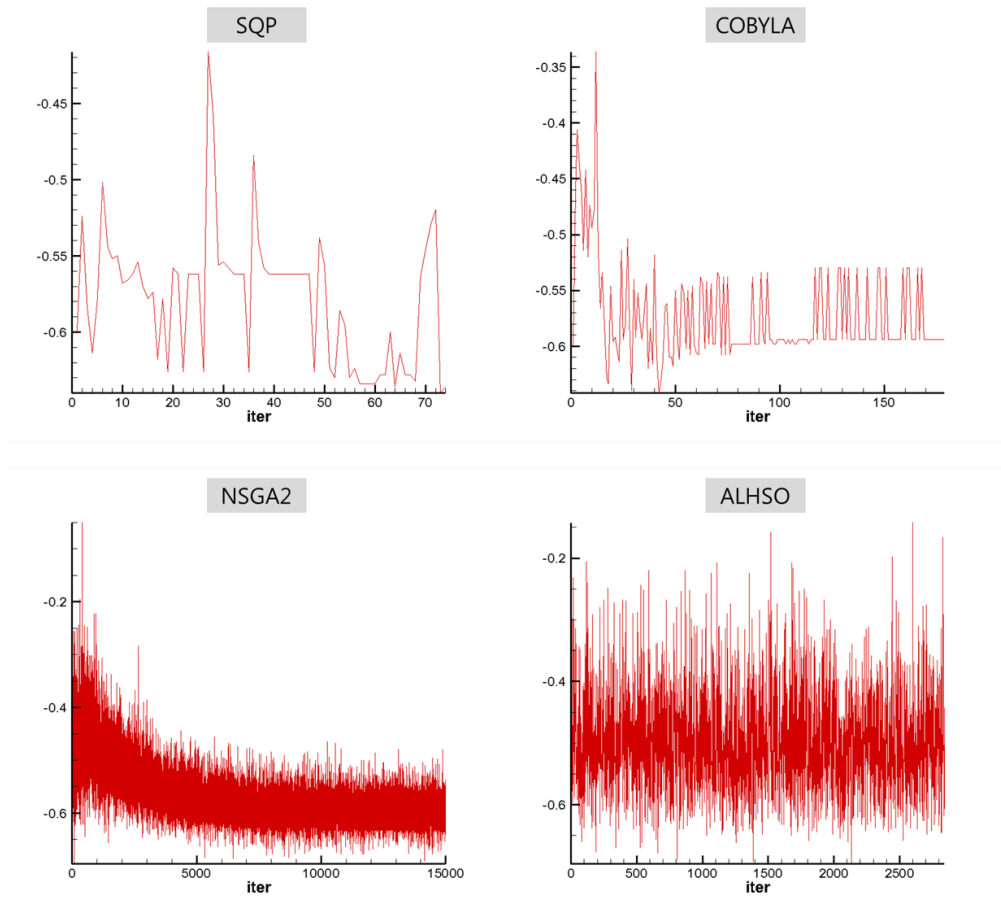


그림 3.11: 최적 설계 수렴 과정(Case 2)

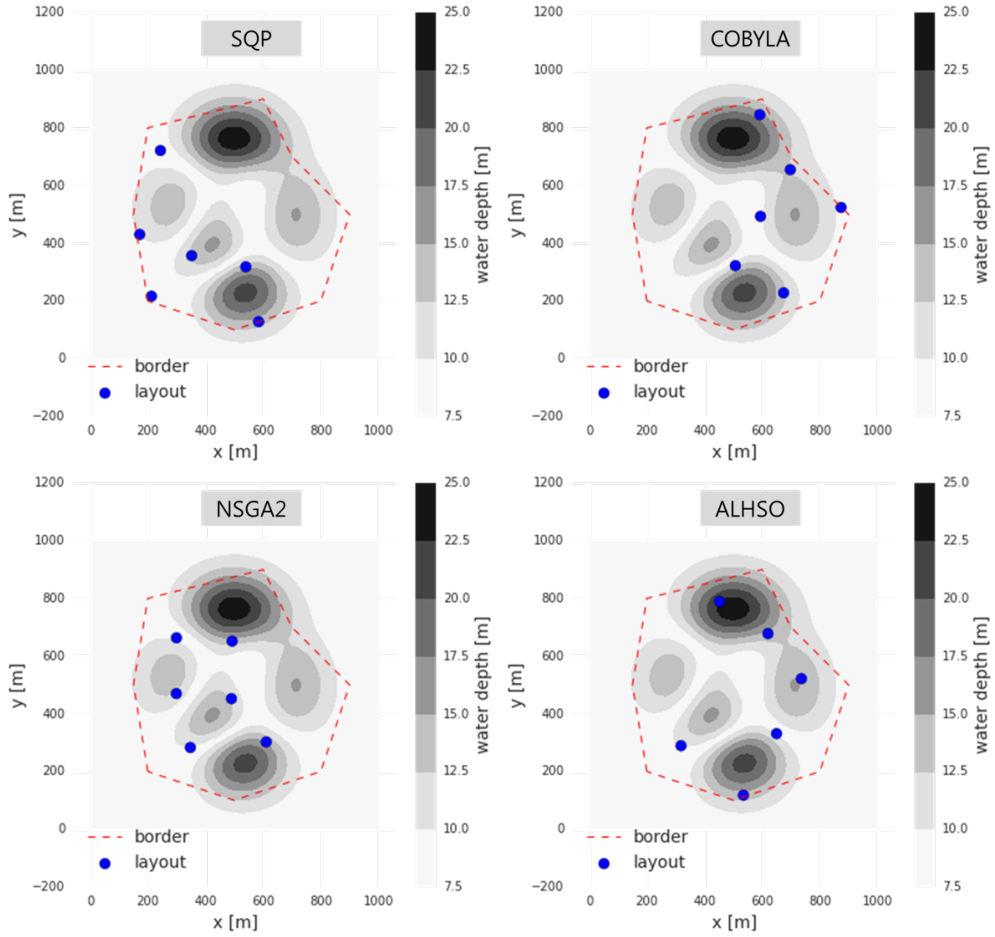


그림 3.12: 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 3)

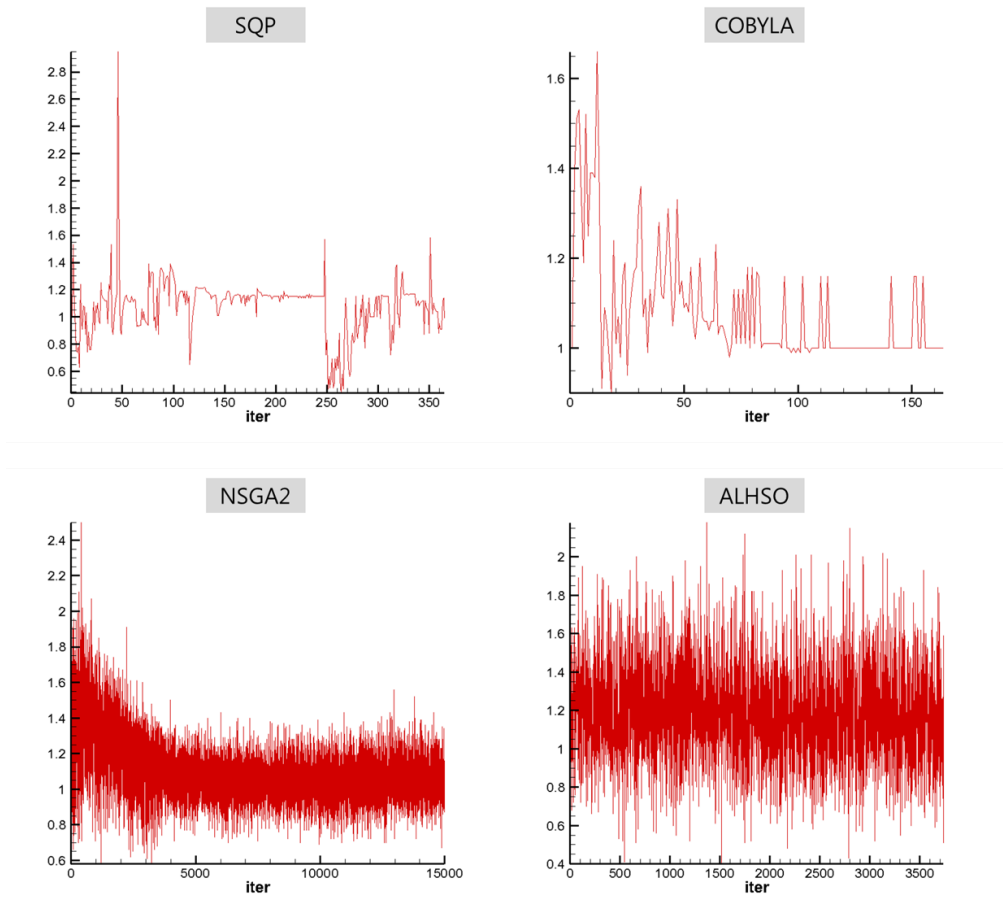


그림 3.13: 최적 설계 수렴 과정(Case 3)

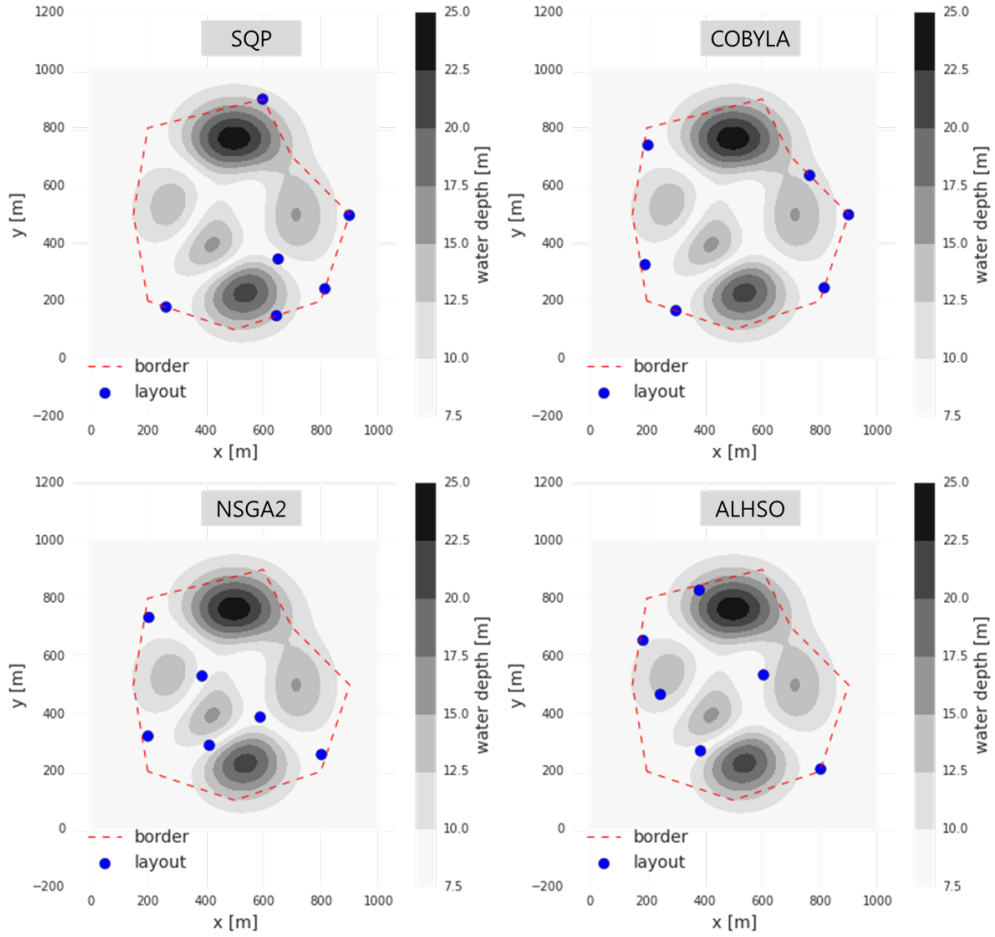


그림 3.14: 최적화 기법에 따른 가상의 풍력 발전 단지 배치 최적 해(Case 4)

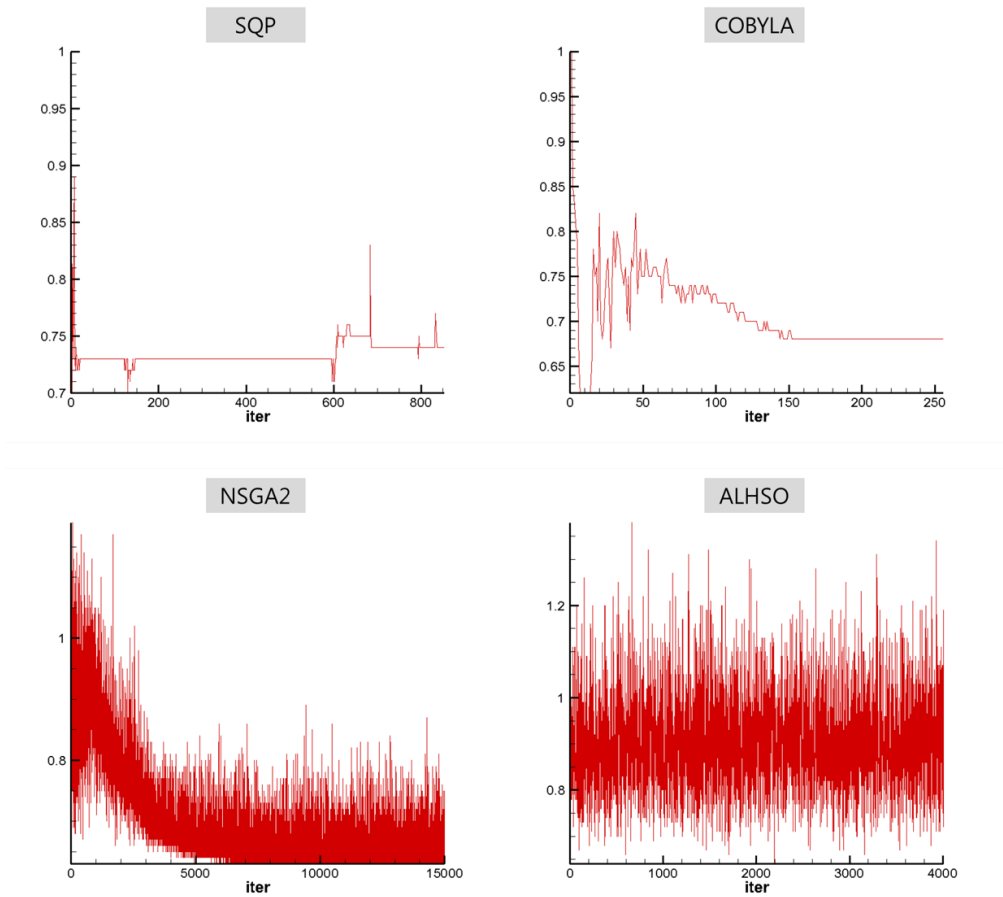


그림 3.15: 최적 설계 수렴 과정(Case 4)

표 3.3: 가상의 풍력 발전 단지 최적 설계 결과

Objective function	Algorithm	grid	AEP	foundation	min.dist	objective	iter	time(sec)
Case 1 -AEP	SQP	1.48	1.06	0.99	0.80	-1.06	243	1229
	COBYLA	1.66	1.07	0.98	1.06	-1.07	397	341
	NSGA2	2.26	1.08	0.87	1.15	-1.08	15000	12901
	ALHSO	1.74	1.04	0.98	0.84	-1.04	4468	3842
Case 2 foundation	SQP	1.44	1.03	0.74	0.80	0.74	854	4320
	COBYLA	1.64	1.04	0.68	0.80	0.68	256	220
	NSGA2	1.15	1.01	0.63	0.84	0.63	15000	12996
	ALHSO	1.35	1.02	0.83	0.82	0.83	4011	3449
Case 3 grid	SQP	0.99	1.00	0.88	0.80	0.99	365	1846
	COBYLA	1.00	1.01	0.92	0.80	1.00	164	141
	NSGA2	0.96	98.00	0.91	0.80	0.96	15000	13211
	ALHSO	1.09	1.02	1.09	0.81	1.09	3738	3215
Case 4 -AEP+0.4grid	SQP	0.96	1.02	1.05	0.80	-0.64	74	374
	COBYLA	1.04	1.04	1.01	0.80	-0.62	179	154
	NSGA2	0.96	1.02	0.98	0.80	-0.64	15000	12915
	ALHSO	1.21	1.02	0.86	0.86	-0.54	2844	2446

리드 비용이 베이스라인 보다 큰 값으로 수렴하여 최적 해를 찾는데 실패하였지만, 나머지 경우에는 구속 조건을 만족 하는 범위내의 해를 도출 하였다.

휴리스틱 기법의 특징으로 반복 횟수는 많으나, 4개의 목적 함수에서 NSGA2 알고리즘이 대체로 가장 좋은 최적 해를 도출한 것을 확인 할 수 있다. ALHSO 기법은 반복 횟수가 많이 필요한 데 반하여, 그에 상응하는 성능을 보이지 못하는 경향을 보이고 있다. 각 반복에 대한 목적 함수 값을 도시한 그림 3.9, 3.11, 3.13, 3.15를 보면 기법의 수렴성이 현저하게 떨어지는 것을 확인할 수 있다. ALHSO 방법은 구속조건을 만족시키기 위하여 증강 라그랑주 승수법을 사용하며, 라그랑주 듀얼 형태(Lagrange dual form)의 최적화 문제에서 라그랑주 승수항을 반복에 의해 찾게 된다. 이 때 구속 조건을 어김으로써 목적 함수가 가지는 이득이 클 경우, 충분히 큰 패널티 항이 있어야 라그랑주 듀얼 문제의 해가 구속 조건을 만족할 수 있다. 해상 풍력 단지 최적화 문제의 경우, ALHSO 방법의 해가 반복 횟수가 늘어도 경계 구속 조건을 만족하지 못하는 것을 확인할 수 있었다. 이를 볼 때, ALHSO 반복이 적절히 큰 패널티 항을 구하지 못해 구속조건을 만족하는 해를 많이 찾지 못해 성능이 떨어지는 것으로 추측할 수 있다.

계획법의 일종인 SQP와 COBYLA는 적은 반복 횟수로 최적 설계를 수행한 것을 확인 할 수 있다. 다만 SQP의 경우 기반 비용을 목적 함수로 설정 했을 때, 국부최적 해로 수렴하여 해의 성능이 떨어지는 경우가 발생하였고, 각 반복 당 계산 시간이 많이 소요되어 가성비가 떨어짐을 알 수 있었다.

네 가지 알고리즘의 결과를 종합해보면, NSGA2 알고리즘이 계산 시간이 많이 소요되지만 휴리스틱 기법의 특성으로 인해 전역 최적해로의 수렴성이 더 좋은 것을 확인 할 수 있었다. 또한 본 연구의 후류 해석 기법의 적은 계산소요 시간을

고려하면 NSGA2 기법을 사용하는 것이 합리적이라 생각 할 수 있다. 따라서 본 논문에서는, NSGA2를 사용하여 최적 설계를 수행 하였다. 추후에, 계산 시간이 많이 소요되는 고차 정확도의 유동 해석 모듈을 사용할 경우를 대비하여 가성비가 좋은 COBYLA 최적 설계 알고리즘도 함께 사용하여 실제 풍력 발전 단지 최적 설계를 수행하였다.

3.5 풍력 발전 단지 최적 설계

본 논문에서 개발한 풍력 발전 단지 최적 설계 플랫폼이 실제 풍력 발전 단지 모델에서 적용 가능한지 확인하기 위해, 실제 해상 풍력 발전 단지와 육상 풍력 발전 단지를 이용하여 최적 설계를 수행 하였다. COBYLA와 NSGA2 알고리즘을 사용하여 해상 풍력 발전 단지는 5개의 목적 함수, 육상 풍력 발전 단지는 3개의 목적 함수에 관해 최적 설계를 수행 하였다.

3.5.1 해상 풍력 발전 단지

본 논문에서 선택한 해상 풍력 발전 단지는 현재 설치가 진행되고 있는 30 MW 급 제주 탐라 해상 풍력 단지이다. 3 MW급 풍력 발전기 10기가 설치될 예정이며 이미 3기는 설치가 완료되어 운영 중에 있다. 자세한 정보는 그림 3.16-3.18에 도시 하였다.

Case 4까지의 해상 풍력 발전 단지 최적 설계는 앞서 수행한 가상의 풍력 발전 단지 최적 설계와 같은 조건으로 진행 하였다. 계산비용이 작은 COBYLA와 계산 비용은 높지만 전체 최적 해를 찾기에 유리한 NSGA2를 사용하여 최적 설계를 수행하였다.



그림 3.16: 탐라 해상 풍력 단지

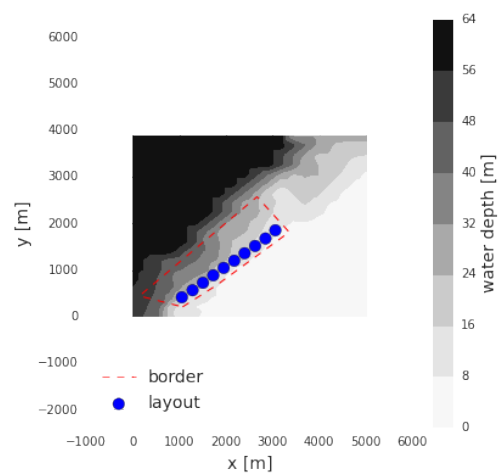


그림 3.17: 탐라 해상 풍력 지형 정보 및 배치도

표 3.4: 해상 풍력 발전 단지 최적 설계 조건

	objective	constraints	optimization tool
case 1	-AEP	foundation cost <1.1	COBYLA, NSGA2
		min.dist $<2.4D$	
		border	
case 2	foundation cost	AEP >1.0	COBYLA, NSGA2
		min.dist $<2.4D$	
		border	
case 3	grid cost	foundation cost <1.1	COBYLA, NSGA2
		min.dist $<2.4D$	
		border	
case 4	-AEP+0.4 \times grid cost	foundation cost <1.1	COBYLA, NSGA2
		min.dist $<2.4D$	
		border	
case 5	LCOE	min.dist $<2.4D$	NSGA2
		border	

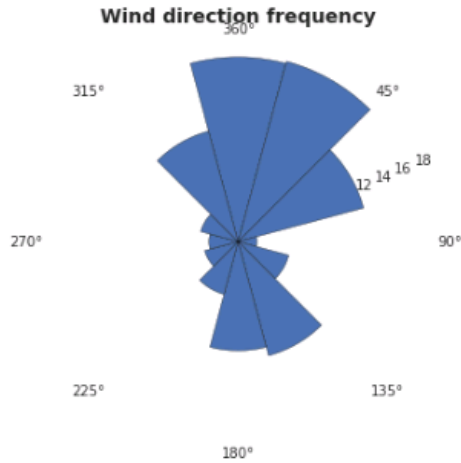


그림 3.18: 탐라 해상 풍력 바람 장미

Case 5는 LCOE 값을 목적 함수로 반영하였으며, LCOE는 식 3.29와 같이 도출 된다.

$$LCOE = \frac{grid\ cost + foundation\ cost}{AEP} \quad (3.29)$$

그림 3.19-3.23에 목적 함수에 따른 최적 해와 수렴도 그래프를 도시하였고, 최종 최적 해 결과 수치는 표 3.5에 도시하였다.

모든 경우에서 NSGA2가 더 좋은 해로 수렴하는 것을 확인 할 수 있다. COBYLA 는 Case 3에서 국부 최적 해로 수렴하여 베이스라인과 목적 함수값의 차이가 없는 해를 구한 것을 볼 수 있다.

LCOE가 목적 함수인 Case 5는 다른 Case 보다 상대적으로 비선형적인 목적 함수의 특성으로 COBYLA로 해를 구하기 어려움이 있어 휴리스틱 기법인 NSGA2만을 적용하였고 LCOE 값이 기존에 비해 저렴한 형태의 최적해를 도출

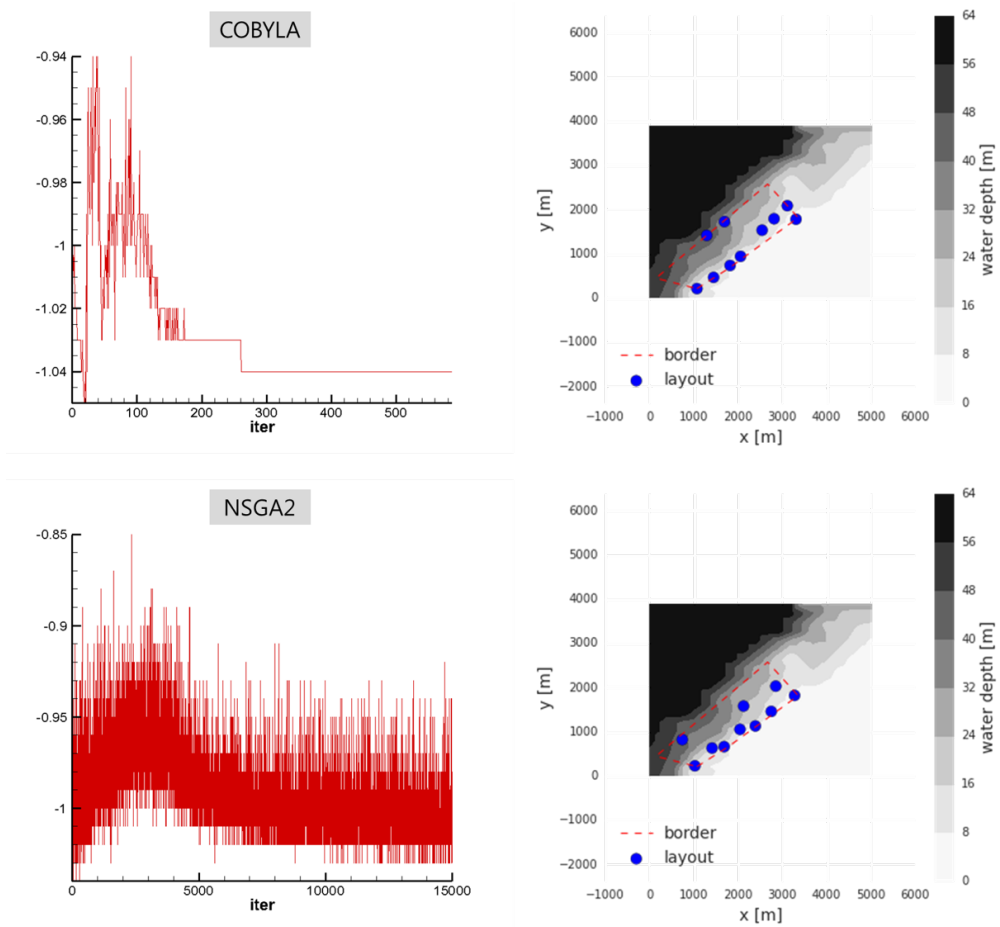


그림 3.19: 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 1)

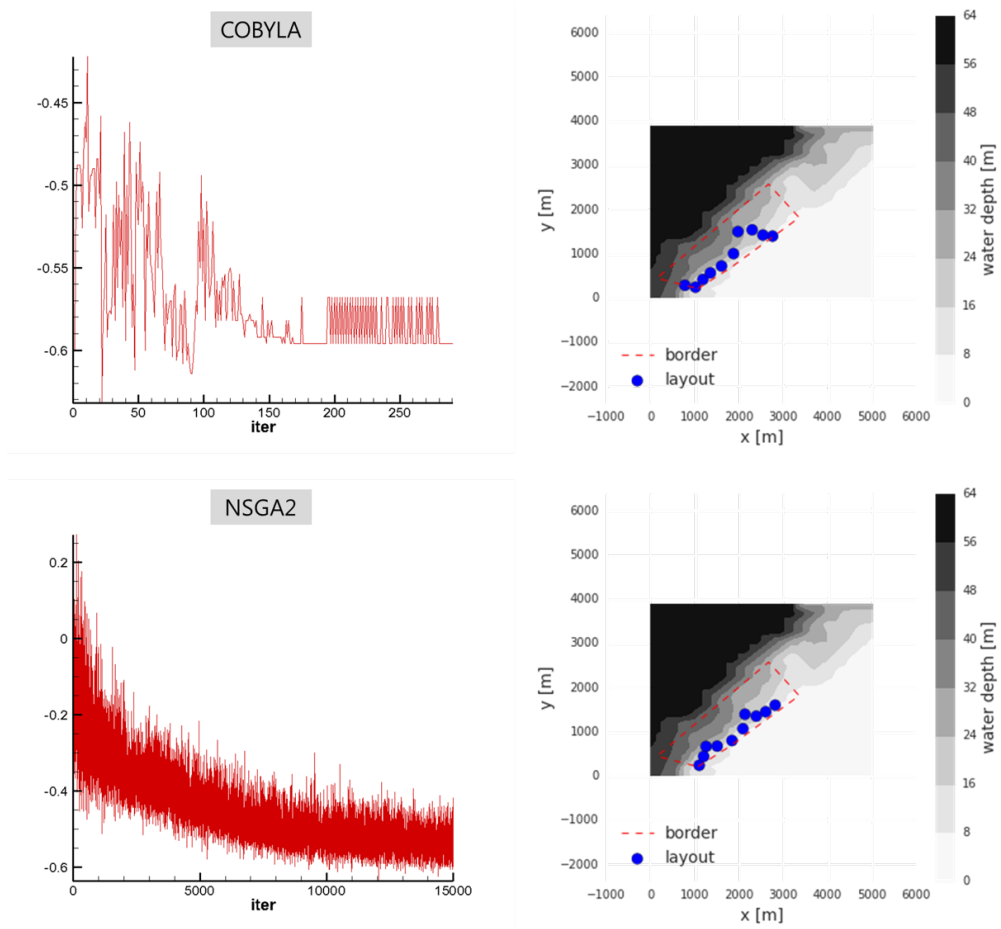


그림 3.20: 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 2)

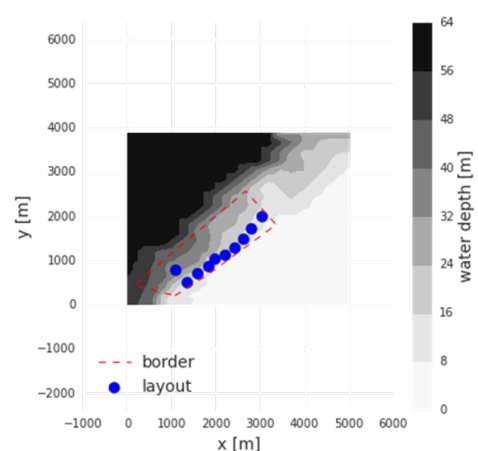
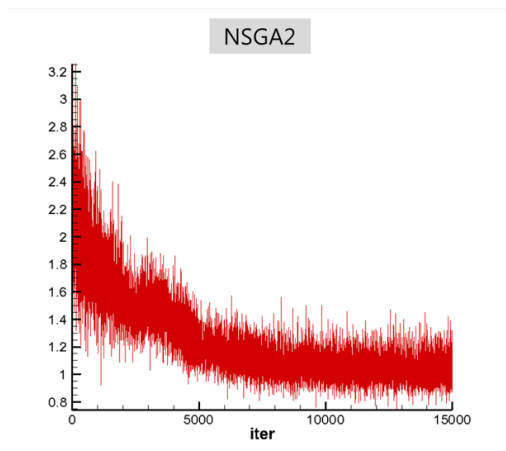
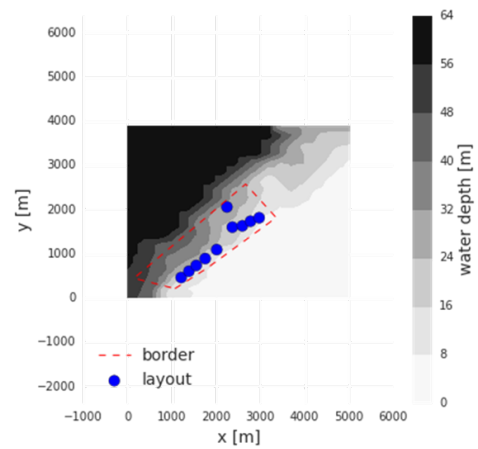
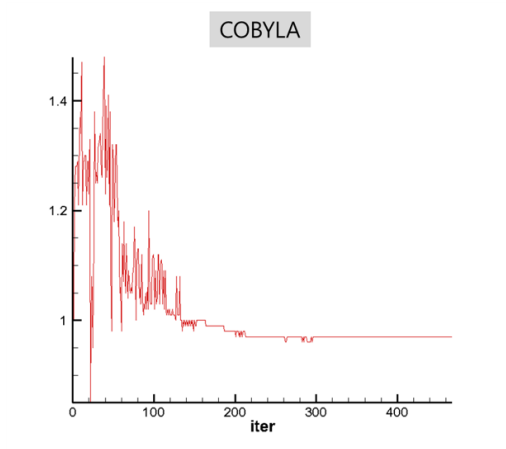


그림 3.21: 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 3)

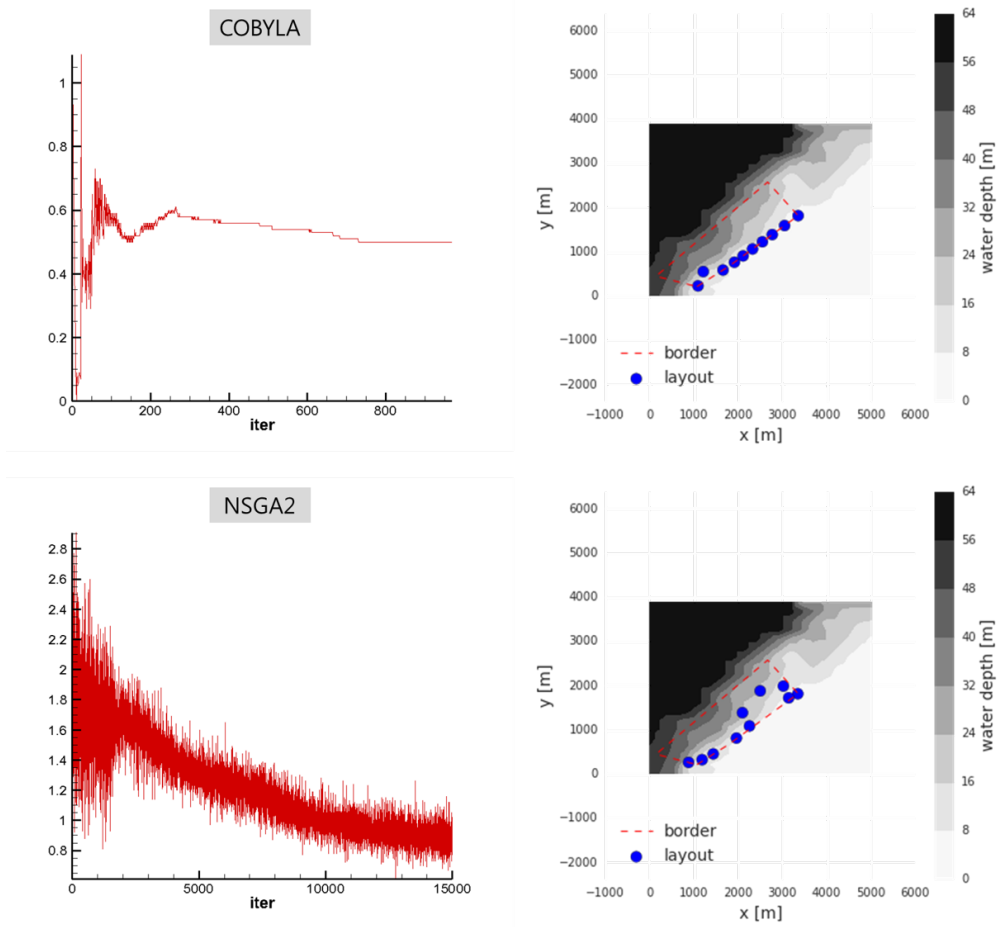


그림 3.22: 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 4)

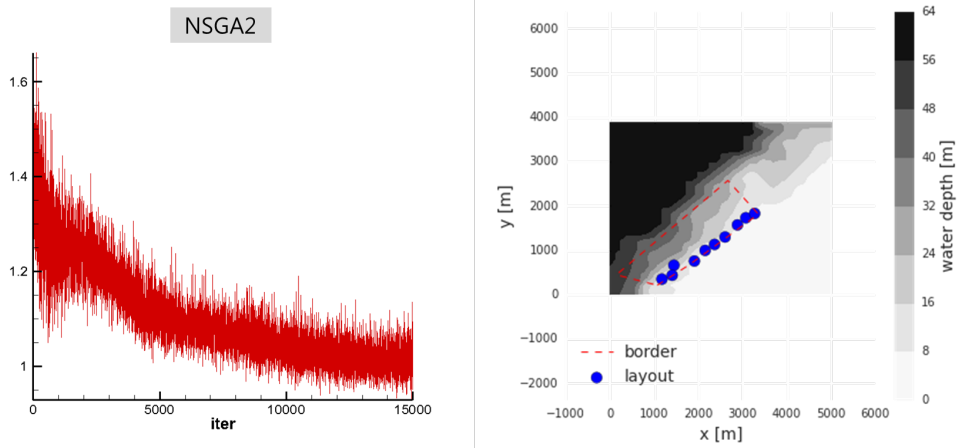


그림 3.23: 탐라 해상 풍력 단지 최적 배치해(Case 5)

표 3.5: 탐라 해상 풍력 발전 단지 최적 설계 결과

Objective function	Algorithm	grid	AEP	foundation	min.dist	objective	iter	time(sec)
Case 1 -AEP	COBYLA	1.66	1.07	0.98	1.06	-1.07	397	341
	NSGA2	2.26	1.08	0.87	1.15	-1.08	15000	12886
Case 2 -AEP+0.4grid	COBYLA	1.04	1.04	1.01	0.80	-0.60	179	154
	NSGA2	0.90	0.97	0.99	0.87	-0.61	15000	12936
Case 3 grid	COBYLA	1.00	1.01	0.92	0.80	1.00	164	141
	NSGA2	0.96	98.00	0.91	0.80	0.96	15000	12856
Case 4 foundation	COBYLA	1.64	1.04	0.68	0.80	0.68	256	220
	NSGA2	1.15	1.01	0.63	0.84	0.63	15000	13012
Case 5 LCOE	NSGA2	1.03	1.00	0.58	0.81	0.96	15000	12911

하는 것을 확인 할 수 있었다.

이를 토대로 볼 때, 실제 단지에서도 앞서 기술한바와 같이 휴리스틱 기법인 NSGA2가 상대적으로 더 좋은 해를 찾는 것을 알 수 있다.

3.5.2 육상 풍력 발전 단지

육상 풍력 발전 단지 최적 설계를 위해, 고저차가 없는 영국 평야지대에 설치된 Stags Holt와 Coldham 풍력 발전 단지를 베이스라인 형상으로 하여 최적 설계를 수행하였다.

이는 본 최적 설계 플랫폼에서 사용한 Larsen 모델의 평야 지대 단지에 대한 유동 해석은 Göçmen등의 연구[33]에서 이미 검증 되었지만, 육상의 고저차에 의해 발생하는 복잡한 유동 현상 예측에 대한 연구가 더 필요하기 때문이다.

Stags Holt 풍력 발전 단지는 9기의 풍력 발전기가 허브 높이 78 m로 설치되어 있고, Coldham 풍력 발전 단지는 풍력 발전기 7기가 허브 높이 60 m로 설치되어 있다. 두 단지 모두 2 MW 급 Vestas V80 풍력발전기 설치되어 총 32.35 MW의 전력을 생산하고 있는 풍력 발전 단지이다. 풍력 단지에 들어오는 바람장미 정보는 그림 3.26에 도시되어 있다.

육상 풍력 발전 단지의 경우, 풍력 발전기가 지면에 설치되므로 수심에 따른 기반 비용은 구속 조건 및 목적 함수에서 제외하였다. 마찬가지로, LCOE는 기반 비용이 제외될 경우 그리드 비용과 연간 에너지 생산량에 관한 함수가 되므로 제외하였다.

그림 3.27-3.29에 각각의 목적 함수에 따른 최적 해와 수렴도 그래프를 도시하였고, 자세한 수치는 표 3.7에 도시하였다.



그림 3.24: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지

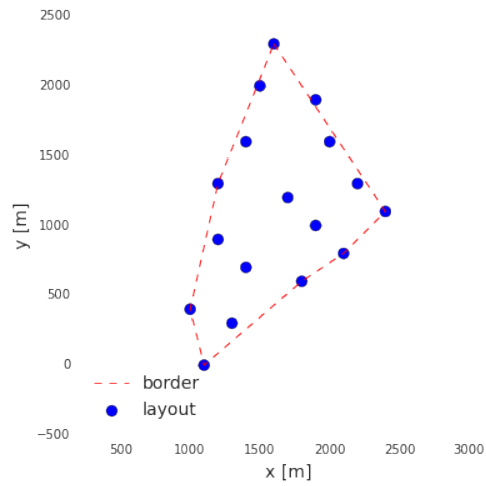


그림 3.25: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 지형 정보 및 배치도

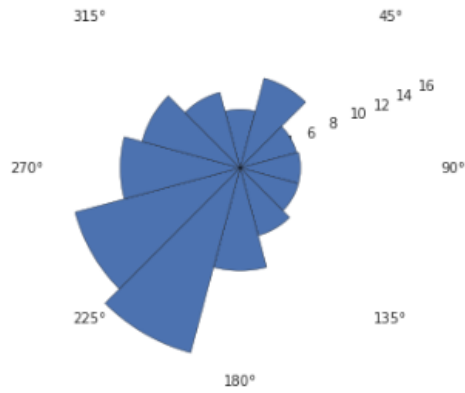


그림 3.26: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지의 바람장미 정보

표 3.6: 육상 풍력 발전 단지 최적 설계 조건

	objective	constraints	optimization tool
case 1	-AEP	grid cost<1.1	COBYLA, NSGA2
		min.dist<2.4 <i>D</i>	
		border	
case 2	grid cost	AEP>0.98	COBYLA, NSGA2
		min<2.4 <i>D</i>	
		border	
case 3	-AEP+0.4×grid cost	min.dist<2.4 <i>D</i>	COBYLA & NSGA2
		border	

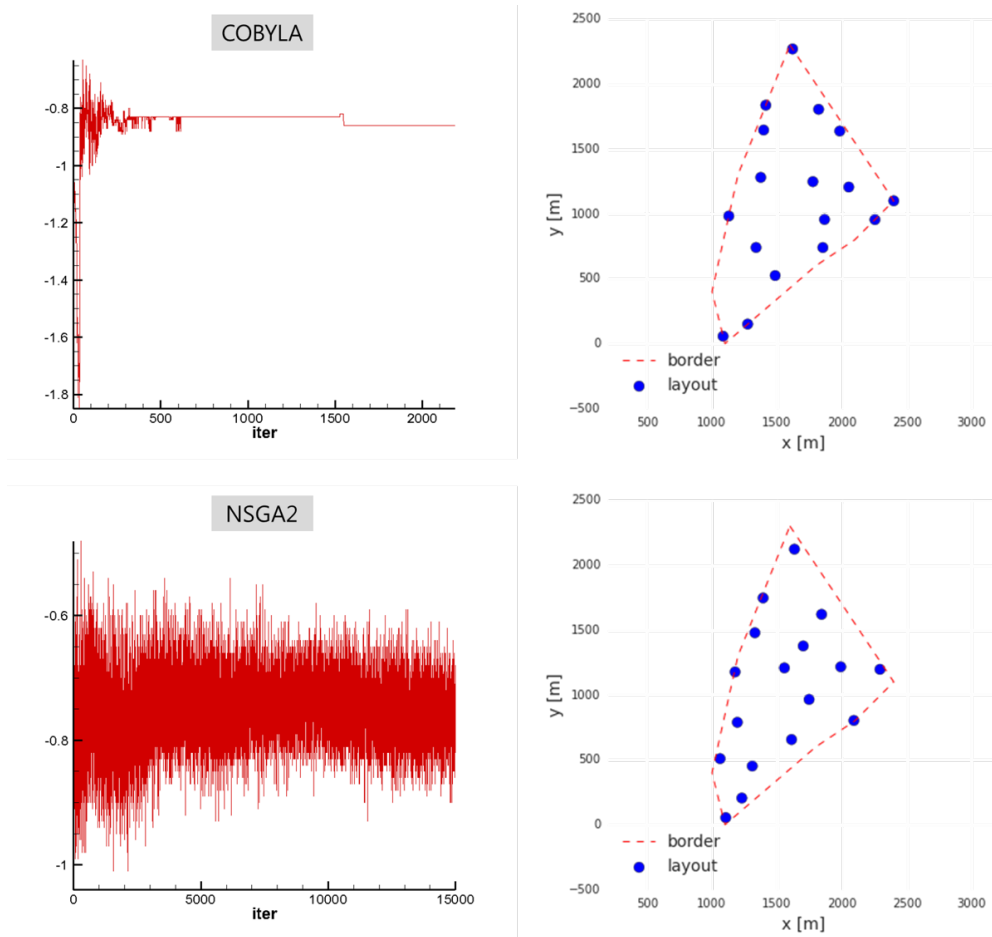


그림 3.27: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 1)

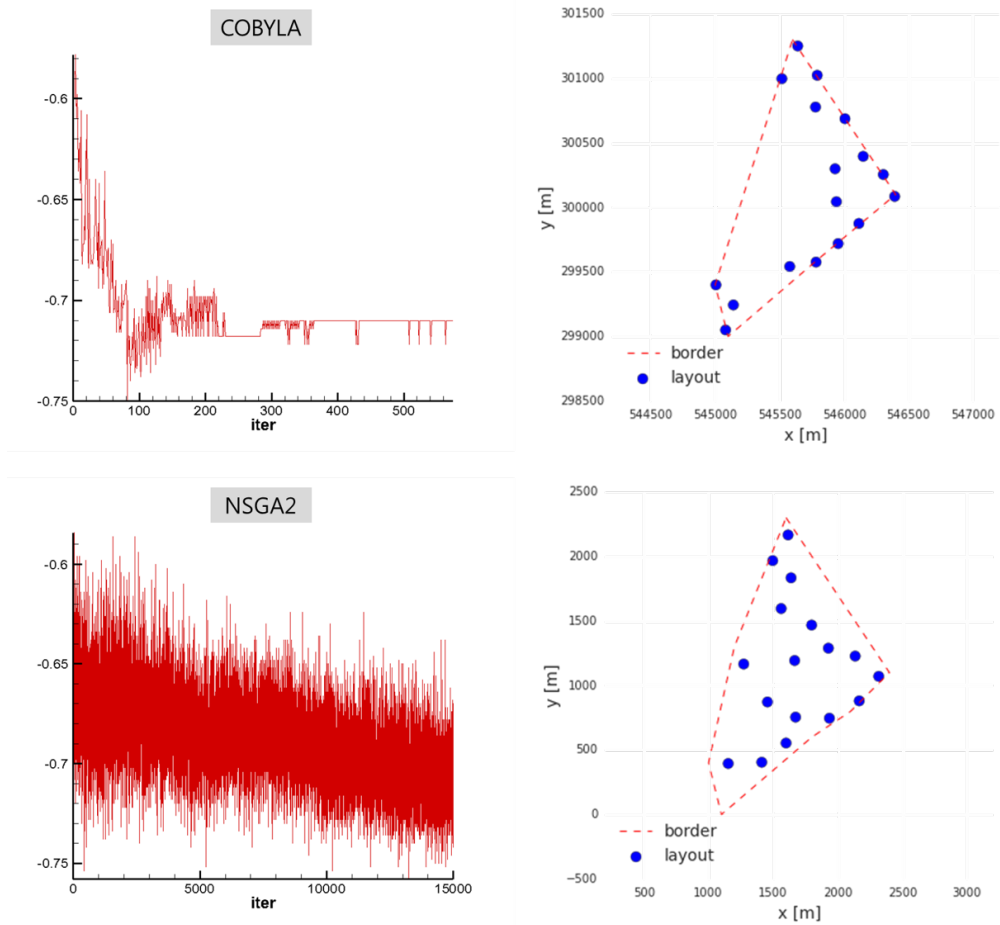


그림 3.28: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 2)

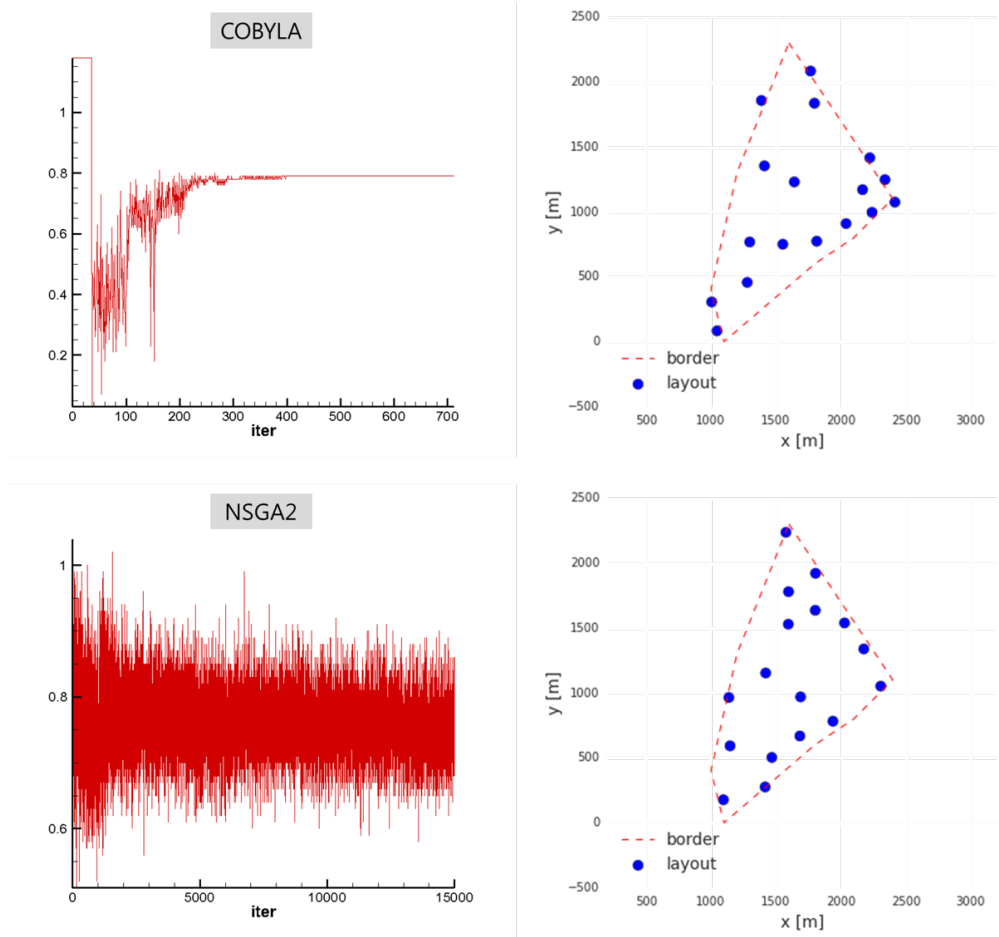


그림 3.29: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 배치해(Case 3)

표 3.7: Stag Holt & Coldham 육상 풍력 발전 단지 최적 설계 결과

Objective function	Algorithm	grid	AEP	min.dist	objective	iter	time(sec)
Case 1 -AEP	COBYLA	0.86	1.04	0.80	-1.04	2191	1884
	NSGA2	0.84	1.04	0.80	-1.04	15000	13001
Case 2 grid	COBYLA	0.76	0.99	0.80	0.76	713	613
	NSGA2	0.64	0.98	0.80	0.64	15000	12899
Case 3 -AEP+0.4grid	COBYLA	0.70	0.99	0.80	-0.71	575	495
	NSGA2	0.62	0.99	0.80	-0.74	15000	12937

Case 2와 3에서 휴리스틱 기법인 NSGA2로 찾은 최적 해가 COBYLA의 것보다 좋은 것을 확인할 수 있다. 육상 풍력 단지의 경우, COBYLA의 계산 비용이 다른 최적 설계의 경우보다 2-10배 더 높은 것을 확인할 수 있다. 이는 Stag Holt와 Coldham 풍력 발전 단지의 좁은 입지 면적 때문에 구속 조건을 만족시키기 훨씬 어려웠기 때문으로 사료된다. 그러므로 단지 설치 가능 범위가 넓은 경우, COBYLA를 사용하여 계산 비용을 절감 할 수 있을 것으로 추측된다.

3.5.3 소음 모델을 고려한 최적 설계

앞서 기술한 소음 모델을 최적 설계에 고려하기 위해, 탐라 해상 풍력 발전 단지의 지형, 풍향 정보를 사용하고 풍력 발전기 모델은 효성에서 제작한 5 MW 풍력 발전기를 사용하였다. 탐라 해상 풍력 발전 단지 부지에 다른 풍력 발전기 모델을 사용한 이유는 소음을 해석하기 위한 제원 정보와 풍향 지형 조건이 완벽하게 제시되는 경우가 없기 때문이다. 소음 해석을 위한 풍향 자원은 풍속 10 m/s, 풍향 15°이며, 관측 지점의 좌표는 (2250, 500)이다. 이 때, 관측 지점의 소음도는

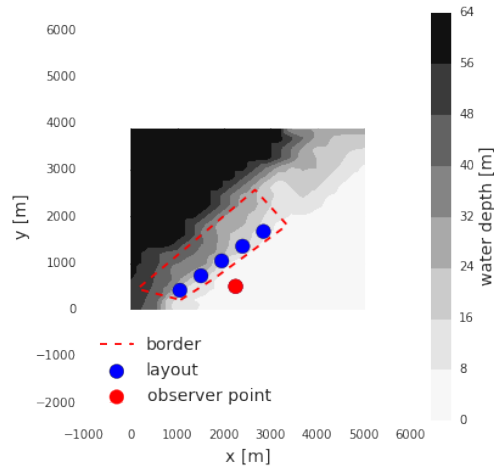


그림 3.30: 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 베이스라인

표 3.8: 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 설계 결과

Objective function	Algorithm	grid	AEP	foundation	min.dist	SPL	objective	iter	time(sec)
-AEP+0.4grid	COBYLA	0.75	0.97	0.87	0.8	44.74	-0.67	149	128

46.18 dBA이다.

목적 함수는 연간 에너지 생산량과 그리드 비용을 사용하였으며, 소음도를 위한 구속 조건은 45 dBA 이하, 나머지는 앞의 해상 풍력 발전 단지 케이스와 동일하게 부여하였다. 최적 설계 알고리즘은 COBYLA를 사용하였다.

최적 설계 결과 소음도 구속 조건까지 만족하는 합리적인 최적 해를 도출 하는 것을 확인 할 수 있다.

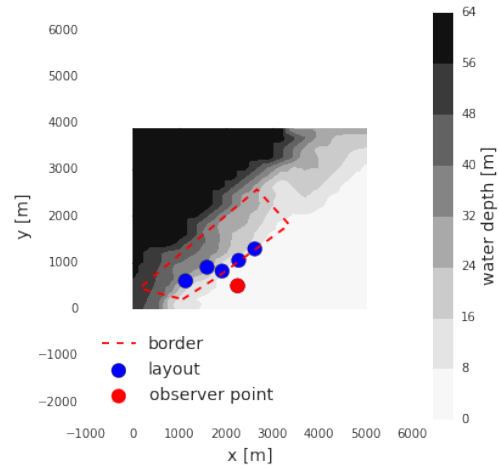


그림 3.31: 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 배치 결과

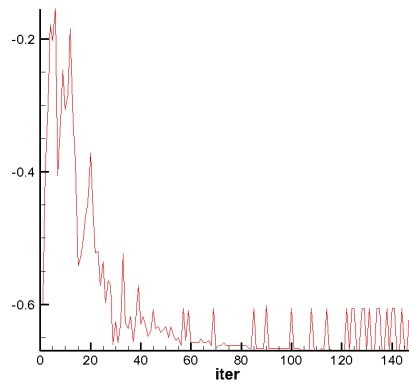


그림 3.32: 소음도 구속 조건을 위한 풍력 발전 단지 최적 설계 수렴 과정

제 4 장 결 론

풍력 발전 단지의 로터와 후류 상호 간섭 현상을 예측하기 위한 수치 해석 기법을 개발하였고, 이를 이용하여 다양한 변수들을 동시에 고려 할 수 있는 다학제간 풍력 발전 단지 최적 설계 플랫폼을 개발하여 최적 설계를 수행하였다.

풍력 발전 단지 최적 설계에 적합한 낮은 계산 비용을 갖는 풍력 발전 단지 유동 해석 개발을 위해 반 해석적 후류 기법인 GCL 모델을 적용 하였다. GCL 모델에서 필요한 단일 풍력 발전기의 공력 데이터를 추출하기 위해 블레이드 요소 운동량 기법과 비선형 와류 보정 기법을 적용한 비정상 와류 격자 기법을 이용 하였다. 단일 풍력 발전기 공력 성능 검증은 NREL Phase VI 로터의 제원과 실험 값을 이용하여 수행 하였다. 검증 결과 비정상 와류 격자 기법의 정확도가 BEMT 기법의 정확도 보다 높은 것을 확인 하였다. 그러므로 약간의 오차로 전혀 다른 결과를 도출하는 최적 설계의 단일 로터 공력 성능 해석 기법으로 비정상 와류 격자 기법을 사용 하였다.

3차원 풍력 발전 단지 유동을 해석하기 위해 다중 후류를 해석 할 수 있는 개선된 GCL 모델을 추가 적용 하였다. 또한 실제 풍력 발전 단지 측정값을 이용한 검증을 수행하기 위해 대기 안정 상태를 고려하여 실제 현상을 보다 정확하게 모사할 수 있었다.

풍력 발전 단지 유동 해석 기법의 검증은 두 가지 방법으로 수행 하였다. 후류 속도 분포 예측 정확도 검증을 위해 Vindeby 풍력 발전 단지의 측정값을 이용하

였으며, 풍력 발전 단지에 설치된 풍력 발전기의 블레이드 형상을 이용하여 단일 로터 공력 성능을 예측하여 유동 해석 모델에 사용 하였다. 모든 대기 상태에서, 기존의 예측 기법보다 더 정확한 예측을 하는 것을 확인 하였고, 특히 중립 대기 상태와 불안정 대기 상태에서 상당히 높은 정확도의 예측을 하는 것을 확인 하였다. 안정 상태에서는 유입류의 불확실성으로 인해 오차가 발생 하는 것을 확인 하였다.

Horns Rev와 Lillgrund 풍력 발전 단지의 측정값을 이용해, 후류 속도가 아닌 전체 출력 예측의 정확도를 파악하였다. 두 경우 모두 본 논문에서 개발한 기법의 정확도가 기존 예측 모델인 NOJ 모델보다 높은 것을 확인 할 수 있었다. 다만 Lillgrund 풍력 발전단지에서 두 번째 풍력 발전기의 출력 예측이 과대예측 되는 경향을 확인하였다. 이는 GCL 모델이 풍력 발전기 하류 방향 9.6D의 실제 데이터에 기반 한 경험식을 이용하여, 풍력 발전기간의 거리가 4.3D로 좁은 Lillgrund에서 정확도가 떨어지기 때문이다. 하지만 하류 방향으로 갈수록 다중 후류 해석 기법으로 인해 NOJ기법보다 높은 정확도를 얻는 것을 확인 하였다.

그럼에도 불구하고, 하류 방향에서 풍력 발전기의 출력 예측이 과소 예측 되는 경향을 확인 할 수 있었다. 이는 풍력 발전기 유동과 측정 장치의 불확실성에 기인한 것으로, 유동 해석을 위해 풍속과 풍향 및 출력의 10분 평균값을 사용하는 것이 이러한 오차를 발생 시키는 것을 확인 하였다.

유동 및 측정 장치의 불확실성에 의한 오차를 줄이기 위해 자연 현상에 기반 한 정규 분포를 따르는 백색 소음을 유입류의 풍속과 풍향에 반영하였고, 모든 예측 경우에 대해 하류 방향의 풍력 발전기 출력 예측 정확도가 크게 향상 되는 것을 확인 하였다. 또한 불확실성 저감은 풍향에 의한 영향이 풍속에 의한 영향보다 밀접한 관계가 있는 것을 확인 하였다.

본 논문에서 개발한 풍력 발전 단지 유동 해석 모델을 이용하여 풍력 발전 단지 다학제간 최적 설계를 수행 하였다. 연간 에너지 생산량뿐만 아니라 다양한 비용 함수의 경제적인 모델을 고려하기 위해 EU의 TOPFARM 프로젝트에서 개발한 TOPFARM 플랫폼을 사용 하였다. 비용 함수로는 풍력 발전기 기반 비용, 전력 그리드망 비용, 연간 에너지 생산량 등을 고려하였다.

풍력 발전 단지 해석에 적합한 최적 설계 알고리즘을 선별하기 위한 케이스 스터디를 수행 하였다. 가상의 풍력 발전 단지를 이용하여 4개의 최적 설계 알고리즘을 이용해 4개의 목적 함수에 대한 최적 설계를 수행 하였다. 계획법 기반의 COBYLA와 휴리스틱 기법인 NSGA2가 풍력 발전 단지 최적 설계에 적합하다 판단하였다.

이를 이용하여 실제 운영 중이거나 설치 중인 육상 풍력 단지와 해상 풍력 단지를 베이스라인으로 설정하여 최적 설계를 수행하였다. 다양한 풍력 단지 운영자의 요구를 만족하기 위해 연간 에너지 생산량의 최대화, 전력 그리드 비용 최소화, 기반 비용의 최소화를 목적 함수로 설정 하여 최적 설계를 수행하였다. 또한 전력 그리드 비용과 연간 에너지 생산량을 동시에 목적 함수로 갖는 경우와 LCOE와 같은 다중 목적함수에 대한 경우에도 합리적인 최적 설계 해를 도출 하는 것을 확인 할 수 있었다.

본 논문에서는 풍력 발전 단지 소음 규제를 만족 하기 위해, 소음 비용을 제안하여, 이를 추가한 최적 설계를 가상의 해상 풍력 발전 단지를 이용하여 수행 하였으며, 구속 조건으로 부여한 관측 지점의 소음도 제한을 만족하는 배치 최적해를 얻을 수 있었다. 이를 통해 소음 환경 규제를 만족하는 풍력 발전 단지 최적해를 도출 할 것으로 사료된다.

다양한 최적 설계 수행 결과, 전체적인 최적 해 수렴도는 NSGA2가 뛰어나지만 COBYLA의 상당히 낮은 계산 비용으로 인해 높은 계산 비용을 가진 유동 해석 기법과 조합 할 수 있을 것으로 사료 된다. 본 논문에서는 고려하지 않은 피로 하중에 따른 풍력 발전 단지 수명 비용과 전체 단지 유지 보수비용을 고려하기 위해서는 비정상 하중 및 공력 변화를 예측 할 수 있는 고차 정확도를 가진 풍력 발전 단지 유동 해석 기법이 필요하다. 또한 요-에러 상태를 모사 할 수 있게 유동 해석 기법을 업그레이드 할 필요가 있다.

풍력 발전 단지 데이터의 통계적 접근을 통해 풍력 발전 단지 유동의 불확실성을 정량화 하고, 이러한 불확실성을 저감하여 유동 예측 오류를 줄이기 위한 연구도 추후에 고려되어야 할 것이다.

참고문헌

- [1] F. Ahmed, M. Naeem, and M. Iqbal, “Ict and renewable energy: a way forward to the next generation telecom base stations,” *Telecommunication Systems*, vol. 64, no. 1, pp. 43–56, 2017.
- [2] L. Fried, S. Shukla, S. Sawyer, and S. Teske, “Global wind outlook 2016,” 2016.
- [3] R. E. Wilson and P. Lissaman, *Applied aerodynamics of wind power machines*. Corvallis, Or., Oregon State University, 1974.
- [4] A. Peña and O. Rathmann, “Atmospheric stability-dependent infinite wind-farm models and the wake-decay coefficient,” *Wind Energy*, vol. 17, no. 8, pp. 1269–1285, 2014.
- [5] I. Katic, J. Højstrup, and N. O. Jensen, “A simple model for cluster efficiency,” in *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, pp. 407–410, 1986.
- [6] R. J. Barthelmie, K. Hansen, S. T. Frandsen, O. Rathmann, J. Schepers, W. Schlez, J. Phillips, K. Rados, A. Zervos, and E. Politis, “Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore,” *Wind Energy*, vol. 12, no. 5, pp. 431–444, 2009.

- [7] J. Garza, A. Blatt, R. Gandoin, and S. Hui, “Evaluation of two novel wake models in offshore wind farms,” in *Proceedings of the European Wind Energy Associate Offshore Conference*, 2011.
- [8] M. Churchfield, S. Lee, P. Moriarty, L. Martinez, S. Leonardi, G. Vijayakumar, and J. Brasseur, “A large-eddy simulations of wind-plant aerodynamics,” in *50th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, p. 537, 2012.
- [9] P.-E. M. Rethore, N. N. Sørensen, A. Bechmann, and F. Zahle, “Study of the atmospheric wake turbulence of a cfd actuator disc model,” in *2009 European Wind Energy Conference and Exhibition*, 2009.
- [10] G. Mosetti, C. Poloni, and B. Diviacco, “Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 51, no. 1, pp. 105–116, 1994.
- [11] P. Costa, A. J. de Pina Martins, and A. da Silva Carvalho, “Optimization of energy generation in wind farm through fuzzy control,” in *EWEC*, 2004.
- [12] M. Samorani, *The wind farm layout optimization problem*, pp. 21–38. Handbook of wind power systems, Springer, 2013.
- [13] P.-E. Rethore, “State of the art in wind farm layout optimization,” *Wind Energy Research*, vol. 179, 2010.

- [14] C. N. Elkinton, *Offshore wind farm layout optimization*. University of Massachusetts Amherst, 2007.
- [15] L. Wang, A. C. Tan, M. Cholette, and Y. Gu, “Comparison of the effectiveness of analytical wake models for wind farm with constant and variable hub heights,” *Energy Conversion and Management*, vol. 124, pp. 189–202, 2016.
- [16] L. P. Chamorro, N. Tobin, R. Arndt, and F. Sotiropoulos, “Variable-sized wind turbines are a possibility for wind farm optimization,” *Wind Energy*, vol. 17, no. 10, pp. 1483–1494, 2014.
- [17] S. Xie, C. L. Archer, N. Ghaisas, and C. Meneveau, “Benefits of collocating vertical-axis and horizontal-axis wind turbines in large wind farms,” *Wind Energy*, vol. 20, no. 1, pp. 45–62, 2017.
- [18] B. DuPont, J. Cagan, and P. Moriarty, “An advanced modeling system for optimization of wind farm layout and wind turbine sizing using a multi-level extended pattern search algorithm,” *Energy*, vol. 106, pp. 802–814, 2016.
- [19] G. J. Leishman, *Principles of helicopter aerodynamics with CD extra*. Cambridge university press, 2006.
- [20] P. J. Moriarty and A. C. Hansen, *AeroDyn theory manual*. Citeseer, 2005.

- [21] 전민우, *Numerical investigation of dynamic inflow effect on unsteady aerodynamic loading and broadband noise of horizontal axis wind turbines*. PhD thesis, 2016.
- [22] Z. Du and M. Selig, “A 3-d stall-delay model for horizontal axis wind turbine performance prediction,” in *1998 ASME Wind Energy Symposium*, p. 21, 1998.
- [23] H. Glauert, *The analysis of experimental results in the windmill brake and vortex ring states of an airscrew*. HM Stationery Office, 1926.
- [24] J. Katz and A. Plotkin, *Low-speed aerodynamics*, vol. 13. Cambridge university press, 2001.
- [25] T. R. Quackenbush, D. B. Bliss, C. C. Ong, and C. O. Ching, “Free wake analysis of hover performance using a new influence coefficient method,” 1990.
- [26] 이승민, *동축 반전 로터의 공력 성능 및 소음 특성에 관한 수치 해석적 연구*. PhD thesis, 2013.
- [27] H. Kim, S. Lee, and S. Lee, “Influence of blade-tower interaction in upwind-type horizontal axis wind turbines on aerodynamics,” *Journal of Mechanical Science and Technology*, vol. 25, no. 5, p. 1351, 2011.
- [28] 김호건, *풍력 로터의 비정상 공력 하중 및 소음 해석을 위한 비선형 구속 와류 보정 기법 연구*. PhD thesis, 2011.

- [29] M. Hand, D. Simms, L. Fingersh, D. Jager, J. Cotrell, S. Schreck, and S. Larwood, “Unsteady aerodynamics experiment phase vi: wind tunnel test configurations and available data campaigns,” *National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Report No.NREL/TP-500-29955*, 2001.
- [30] A. Suzuki, *Application of dynamic inflow theory to wind turbine rotors*. 2000.
- [31] N. O. Jensen, *A note on wind generator interaction*. 1983.
- [32] I. Katic, J. Højstrup, and N. O. Jensen, “A simple model for cluster efficiency,” in *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, pp. 407–410, 1986.
- [33] T. Göçmen, P. V. der Laan, P.-E. Réthoré, A. P. Diaz, G. C. Larsen, and S. Ott, “Wind turbine wake models developed at the technical university of denmark: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 752–769, 2016.
- [34] G. C. Larsen, *A simple wake calculation procedure*. 1988.
- [35] J. M. Prospathopoulos, G. Sieros, and P. K. Chaviaropoulos, “Numerical estimation of power deficit and efficiency in large offshore wind farms,” *Proceedings of EWEA 2014*, pp. 10–13, 2014.
- [36] G. C. Larsen *A simple stationary semi-analytical wake model*, 2009.

- [37] J. Schepers, *ENDOW: Validation and improvement of ECN's wake model*. Energy research Centre of the Netherlands ECN, 2003.
- [38] 손은국, 로터-후류 상호간섭 및 소음전파를 고려한 풍력 발전 단지 특성에 관한 연구. PhD thesis, 2014.
- [39] H. A. Panofsky and J. A. Dutton, *Atmospheric turbulence*. John Wiley, 1983.
- [40] J.-A. Dahlberg, "Assessment of the lillgrund wind farm: power performance wake effects," *Vattenfall Vindkraft AB, 6₁LGPilotReport*, 2009.
- [41] L. Jensen, C. Mørch, P. Sørensen, and K. Svendsen, "Wake measurements from the horns rev wind farm," in *European wind energy conference*, vol. 9, 2004.
- [42] K. S. Hansen, R. J. Barthelmie, L. E. Jensen, and A. Sommer, "The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at horns rev wind farm," *Wind Energy*, vol. 15, no. 1, pp. 183–196, 2012.
- [43] M. Gaumond, P. Réthoré, S. Ott, A. Peña, A. Bechmann, and K. S. Hansen, "Evaluation of the wind direction uncertainty and its impact on wake modeling at the horns rev offshore wind farm," *Wind Energy*, vol. 17, no. 8, pp. 1169–1178, 2014.

- [44] A. Vassel-Be-Hagh and C. L. Archer, “Wind farm hub height optimization,” *Applied Energy*, vol. 195, pp. 905–921, 2017.
- [45] S. Engström, T. Lyrner, M. Hassanzadeh, T. Stalin, and J. Johansson, “Tall towers for large wind turbines,” *Report from Vindforsk project*, vol. 342, p. 50, 2010.
- [46] G. C. Larsen, H. A. Madsen, N. Troldborg, T. J. Larsen, P.-E. Réthoré, P. Fuglsang, S. Ott, J. Mann, T. Buhl, and M. Nielsen *TOPFARM-next generation design tool for optimisation of wind farm topology and operation*, 2011.
- [47] P.-E. Réthoré, P. Fuglsang, T. J. Larsen, T. Buhl, and G. C. Larsen, “Top-farm wind farm optimization tool,” *Risø DTU, Roskilde, Denmark*, 2011.
- [48] G. C. Larsen and P.-E. Réthoré, “Topfarm—a tool for wind farm optimization,” *Energy Procedia*, vol. 35, pp. 317–324, 2013.
- [49] P. Réthoré, P. Fuglsang, G. C. Larsen, T. Buhl, T. J. Larsen, and H. A. Madsen, “Topfarm: Multi-fidelity optimization of wind farms,” *Wind Energy*, vol. 17, no. 12, pp. 1797–1816, 2014.
- [50] S. Wright and J. Nocedal, “Numerical optimization,” *Springer Science*, vol. 35, pp. 67–68, 1999.

- [51] M. J. Powell, *A direct search optimization method that models the objective and constraint functions by linear interpolation*, pp. 51–67. Advances in optimization and numerical analysis, Springer, 1994.
- [52] N. Srinivas and K. Deb, “Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms,” *Evolutionary computation*, vol. 2, no. 3, pp. 221–248, 1994.
- [53] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii,” *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, 2002.
- [54] E. G. Bekele and J. W. Nicklow, “Multi-objective automatic calibration of swat using nsga-ii,” *Journal of Hydrology*, vol. 341, no. 3, pp. 165–176, 2007.
- [55] D. A. V. Veldhuizen and G. B. Lamont, “Multiobjective evolutionary algorithms: Analyzing the state-of-the-art,” *Evolutionary computation*, vol. 8, no. 2, pp. 125–147, 2000.
- [56] Z. W. Geem, J. H. Kim, and G. Loganathan, “A new heuristic optimization algorithm: harmony search,” *Simulation*, vol. 76, no. 2, pp. 60–68, 2001.
- [57] 김석우, *Development of Optimzal Decision-Making System for Rehabilitation of Water Distribution Systems Divided by Small Division*. PhD thesis, 2004.

- [58] P. W. Jansen and R. E. Perez, “Constrained structural design optimization via a parallel augmented lagrangian particle swarm optimization approach,” *Computers Structures*, vol. 89, no. 13, pp. 1352–1366, 2011.
- [59] P. E. Gill and W. Murray, “The computation of lagrange-multiplier estimates for constrained minimization,” *Mathematical Programming*, vol. 17, no. 1, pp. 32–60, 1979.
- [60] G. Larsen, “A simple generic wind farm cost model tailored for wind farm optimization,” *Report Risø*, pp. 1–25, 2009.
- [61] T. F. Brooks, D. S. Pope, and M. A. Marcolini, “Airfoil self-noise and prediction,” 1989.
- [62] M. V. Lowson *Assessment and prediction of wind turbine noise*, 1993.
- [63] R. Amiet, “Acoustic radiation from an airfoil in a turbulent stream,” *Journal of Sound and Vibration*, vol. 41, no. 4, pp. 407–420, 1975.

Abstract

Multidisciplinary Layout Optimization of Wind Farm Considering Rotor-Wake Interaction

Byeongho Hwang

Department of Mechanical and Aerospace Engineering

The Graduate School

Seoul National University

This study investigates the optimal design of wind farms to derive the most economical arrangement of wind turbines. Various cost functions such as aerodynamic performance, foundation cost, and grid cost of the entire wind farm, are modeled and it is possible to derive only a layout shape suitable for the needs of the operator.

For the aerodynamic performance of a single wind turbine, blade element - momentum theory and unsteady vortex lattice method using nonlinear vortex correction method is used. The NREL Phase-VI rotor experiment and comparative validation show that the accuracy of the nonlinear vortex correction method is higher than other methods.

In order to simulate the wake phenomena occurring in the wind farm, the power and thrust change of the wind turbines in the wind farm are obtained by Larsen's semi-analytical wake model with unsteady vortex lattice method. In order to ensure the reliability of the analytical technique, the validity of the wake velocity distribution is verified by using the measured values of Vindeby wind farm and it is confirmed that the results are in good agreement with the measured values. In addition, to verify the accuracy of the power prediction, we compared the measured values with those of Horns Rev and Lillgrund wind farms. In order to reduce the power error in the downstream direction due to wind turbine flow and measuring device uncertainty, white noise following the normal distribution is applied to the wind direction and wind velocity of the influent stream through a statistical approach based on the measurement data of the influent for three years. The error is greatly reduced and yielded reliable results.

In order to obtain the optimal solution of the wind turbine which has high economic efficiency, the optimum cost of the grid is calculated in addition to the energy produced in the wind farm. The cost of the grid is a function related to the arrangement and distance of the wind turbine, which is the cost of the grid installed throughout the wind farm. The foundation cost is a function of installed depth, an important consideration in offshore wind farms. Also, the noise model obtained by the semi-empirical method is reflected in the optimization design as constraint. The factors that can be considered in the wind farm

are converted into monetary units, so that it is possible to derive a profitable arrangement of wind farm.

Using the TOPFARM platform developed in the EU TOPFARM project, the optimization design platform has been developed that integrates all of the previously developed modules. In addition, mathematical optimization and heuristic optimization are considered for optimization design of wind turbine layout with various objective functions such as annual energy production, foundation cost, and grid cost. The mathematical optimization technique uses the sequential quadratic programming method and the constrained optimization by linear approximation. The heuristic optimization method is the non-dominated sorting genetic algorithm 2 and the augmented Lagrangian harmony search method. Using the hypothetical wind farm model, the optimal design algorithm with excellent performance for each objective function are derived.

The optimization design platform is applied to the wind farm in operation. The five objective functions: annual energy production, foundation cost, grid cost, annual energy production with grid cost, and LCOE, are derived. In addition, based on the noise limitation in Germany, the optimal design is established by setting the noise model as the constraint.

Keywords: wind farm, wind farm wake model, aerodynamics of wind turbine, optimization, optimization algorithm, cost model

Student Number: 2009-20743